

CAI
Y271
-C150

R.7



CANADA.

LAWS, STATUTES, ETC. 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100

OFFICE CONSOLIDATION

CODIFICATION ADMINISTRATIVE

DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL

**Canada
Oil
and
Gas
Drilling
Regulations**

**Règlement
concernant le
forage des puits de
pétrole et de gaz
naturel
au Canada**

P.C. 1979-25
amended by
P.C. 1980-2111



C.P. 1979-25
modifiée par
C.P. 1980-2111

November 1980

Novembre 1980

CAI
YX 71
-C150



CANADA

OFFICE CONSOLIDATION

CODIFICATION ADMINISTRATIVE

**Canada
Oil
and
Gas
Drilling
Regulations**

**Règlement
concernant le
forage des puits de
pétrole et de gaz
naturel
au Canada**

**P.C. 1979-25
amended by
P.C. 1980-2111**

**C.P. 1979-25
modifiée par
C.P. 1980-2111**

November 1980

Novembre 1980

WARNING NOTE

Users of this office consolidation are reminded that it is prepared for convenience of reference only and that, as such, it has no official sanction.

AVERTISSEMENT

La présente codification administrative n'est préparée que pour la commodité du lecteur et n'a aucune valeur officielle.

REGULATIONS RESPECTING THE EXPLORATION
AND DRILLING FOR AND THE CONSERVATION OF
OIL AND GAS AND THE MEASURES TO ENSURE
THE SAFETY OF SUCH OPERATIONS

Short Title

1. These Regulations may be cited as the *Canada Oil and Gas Drilling Regulations*.

Interpretation

2. In these Regulations,

“abandoned” means, in respect of a well or test hole, a well or test hole that has been permanently plugged; (*abandonné*)

“Act” means the *Oil and Gas Production and Conservation Act*; (*Loi*)

“artificial island” means an island constructed by man to provide a site for the exploration and drilling for, or the production, storage, transportation, distribution, measurement, processing or handling of oil and gas; (*île artificielle*)

“Authority to Drill a Well” means the authority granted to an operator pursuant to section 83 to drill a well; (*autorisation de forer un puits*)

“casing liner” means a casing that

(a) is suspended from a string of casing previously installed in the well, and

(b) does not extend to the well-head; (*tubage partiel*)

“Chief” means the Chief Conservation Officer; (*Directeur*)

“completed” means, in respect of a well or test hole, a well or test hole that has been prepared to permit the

(a) production of fluids from the well,

(b) observation of the performance of a reservoir,

(c) injection of fluids into the well, or

(d) disposal of fluids into the well; (*achevé*)

“conductor casing” means casing that is installed in a well to facilitate well control during drilling of the hole for the surface casing; (*tubage initial*)

“conductor pipe” means a large diameter pipe installed in a well to provide a conductor for drilling fluid through surficial formations; (*tubage guide*)

“development well” means a well that is drilled in a field or pool for the purpose of the

(a) production of fluids from the well,

(b) observation of the performance of a reservoir,

(c) injection of fluids into the well, or

RÈGLEMENT CONCERNANT LA PROSPECTION, LE
FORAGE ET LA CONSERVATION DU PÉTROLE ET
DU GAZ NATUREL ET LES MESURES DE SÉCURITÉ
CONNEXES

Titre abrégé

1. Le présent règlement peut être cité sous le titre: *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*.

Définitions

2. Dans le présent règlement,

«abandonné» signifie, en ce qui concerne un puits ou un trou d'essai, qu'il a été obturé de façon permanente; (*abandoned*)

«achevé» signifie, en ce qui concerne un puits ou un trou d'essai, qu'il a été préparé pour permettre

a) la production de fluides à partir du puits,

b) l'observation du rendement d'un réservoir,

c) l'injection de fluides dans le puits, ou

d) l'évacuation de fluides dans le puits; (*completed*)

«aménagement en surface» désigne un chemin de fer, un pipe-line ou autre emprise, un espace réservé à la construction de routes, une route arpentée, une habitation, un établissement industriel, une piste ou voie de circulation d'aéronef, un édifice utilisé à des fins militaires, un bâtiment agricole permanent, une école, une église ou autre lieu public; (*surface improvement*)

«appareil de forage» désigne l'ensemble des dispositifs utilisés pour faire un puits par forage ou autrement et comprend un derrick, un treuil, une table de rotation, une pompe à boue, un obturateur anti-éruption, un accumulateur, un manifold d'engorgement et tout matériel connexe, de même que les installations de force motrice et les systèmes de surveillance et de contrôle; (*drilling rig*)

«approbation de programme de forage» désigne l'autorisation accordée à une personne, conformément à l'article 11, d'exécuter un programme de forage; (*Drilling Program Approval*)

«arpentage légal» désigne l'arpentage effectué conformément aux directives de l'arpenteur général; (*legal survey*)

«au large des côtes» désigne, pour un emplacement de forage, un endroit situé dans une région immergée qui n'est pas une île, une île artificielle ou une île de glace; (*offshore*)

«autorisation de forer un puits» désigne l'autorisation accordée à un exploitant de forer un puits conformément à l'article 83; (*Authority to Drill a Well*)

- (d) disposal of fluids into the well; (*puits de développement*)
- “discovery well” means an exploratory well that, in the opinion of the Chief, has encountered oil or gas in quantities of commercial significance; (*puits de découverte*)
- “diverter” means a device fitted on a well-head or on a marine riser for the purpose of directing the flow of fluids away from the drill floor in an emergency; (*déflexeur*)
- “drill crew” means the personnel whose primary duties consist of the operating of a drilling rig; (*équipe de forage*)
- “drill floor” means, in respect of a drilling rig or drilling unit, the stable platform surrounding the rotary table that provides support for the drill crew during drilling operations; (*plancher de forage*)
- “drill site” means a location where a drilling rig is or may be installed; (*emplacement de forage*)
- “drilling base” means the stable foundation on which a drilling rig is installed and includes the ground surface, an artificial island, an ice platform, a platform fixed to the ground or seabed and any other specially constructed foundation; (*base de forage*)
- “drilling program” means a program for the drilling of one or more wells within a specified area and time using one or more drilling rigs or drilling units and includes all operations and activities ancillary to the program; (*programme de forage*)
- “Drilling Program Approval” means the authority granted to a person pursuant to section 11 to conduct a drilling program; (*approbation de programme de forage*)
- “drilling rig” means the plant used to make a well by boring or other means and includes a derrick, draw-works, rotary table, mud pump, blowout preventer, accumulator, choke manifold and other associated equipment including power, control and monitoring systems; (*appareil de forage*)
- “drilling unit” means a drillship, submersible, semi-submersible, barge, jack-up or other vessel used in a drilling program and includes a drilling rig and other related facilities installed on a vessel; (*unité de forage*)
- “drillship” means a ship that has a hull and is fitted with a drilling rig so that it is capable of drilling in deep water; (*navire de forage*)
- “environmental conditions” means meteorological, oceanographical and other natural conditions, including ice conditions, that may affect the operations of a drilling program; (*conditions environnementales*)
- “exploratory well” means a well or part of a well, other than a development well or test hole, that is drilled for the purpose of discovering oil or gas or obtaining geological information; (*puits de prospection*)
- “formation flow test” means an operation to induce the flow of formation fluids to the surface of a well for the purpose of procuring reservoir fluid samples and determining reservoir flow characteristics; (*essai d'écoulement de formation*)
- “intermediate casing” means any casing string installed in a well, following the installation of a surface casing in the well, through which further drilling operations may be carried out in a well; (*tubage protecteur*)
- «base de forage» désigne une fondation stable sur laquelle un appareil de forage est installé, et comprend la surface terrestre, une île artificielle, une île de glace, une plateforme fixée au sol ou aux fonds marins et toute fondation construite spécialement en vue d'opérations de forage; (*drilling base*)
- «câble» désigne un câble utilisé pour le déplacement des instruments de relevé ou d'autres appareils dans un puits; il peut s'agir d'un câble
- a) d'acier, ou
 - b) composé de plusieurs fils d'acier, de cuivre ou d'autres métaux enveloppés dans un isolant électrique; (*wireline*)
- «cessé» signifie, en ce qui concerne un puits ou un trou d'essai, qu'il a été abandonné, achevé ou suspendu conformément au présent règlement; (*terminated*)
- «conditions environnementales» désigne les conditions météorologiques, océanographiques et autres conditions naturelles, y compris la présence de glace, qui peuvent avoir des effets sur les activités d'un programme de forage; (*environmental conditions*)
- «contrôle d'un puits» désigne le contrôle de la circulation des fluides qui pénètrent dans un puits ou en sortent; (*well control*)
- «date de libération de l'appareil» désigne la date à laquelle un appareil de forage a terminé les opérations sur un puits conformément à l'autorisation de forer le puits; (*rig release date*)
- «déchets» désigne tout rejet, rebut, ou autre matériau inutile produit au cours d'un programme de forage ou de travaux complémentaires, à l'exclusion des fluides de forage et des déblais de forage; (*waste material*)
- «déflexeur» désigne un dispositif fixé à une tête de puits ou à une colonne montante marine pour éloigner l'écoulement des fluides du plancher de forage en cas d'urgence; (*diverter*)
- «démarrage de forage» désigne l'opération par laquelle le forage d'un puits est initié; (*spud-in*)
- «Directeur» désigne le Directeur de la conservation; (*Chief*)
- «emplacement de forage» désigne un endroit où un appareil de forage est ou peut être installé; (*drill site*)
- «environnement naturel» désigne l'environnement physique et biologique dans la région désignée d'un programme de forage; (*natural environment*)
- «équipe de forage» désigne le personnel dont les fonctions principales consistent à assurer le fonctionnement d'un appareil de forage; (*drill crew*)
- «essai d'écoulement de formation» désigne l'activité d'induire l'écoulement des fluides de la formation vers la surface d'un puits afin d'obtenir des échantillonnages de fluide et leurs caractéristiques d'écoulement dans la couche; (*formation flow test*)
- «exploitant» désigne une personne ou une société qui a demandé ou qui a reçu, conformément à ce règlement, l'autorisation d'effectuer un programme de forage; (*operator*)
- «fonds marins» désigne le lit de la mer; (*seafloor*)
- «île artificielle» désigne une île construite par l'homme afin de servir d'emplacement pour la prospection et le forage, ou la

- “kick” means the spontaneous flow of fluids at the surface of a well caused by the entrance of formation fluids into the well-bore; (*jaillissement*)
- “legal survey” means a survey made in accordance with instructions of the Surveyor General; (*arpentage légal*)
- “natural environment” means the physical and biological environment in the specified area of a drilling program; (*environnement naturel*)
- “offshore” means, with respect to a drill site, a location within a water covered area that is not an island, an artificial island or an ice platform; (*au large des côtes*)
- “onshore” means, with respect to a drill site, a location other than offshore; (*sur terre*)
- “operator” means an individual or company that seeks or has been granted approval pursuant to these Regulations to conduct a drilling program; (*exploitant*)
- “permafrost” means the thermal condition of the ground when its temperature is at or below zero degrees Celsius for more than one year; (*pergélisol*)
- “permafrost casing” means the conductor casing installed in a well to protect against the hazards associated with the thawing of a permafrost section or the liberation of gas within or immediately below a permafrost section; (*tubage de pergélisol*)
- “production casing” means the casing installed in a well-bore for production or injection purposes and may include an intermediate casing; (*tubage de production*)
- “relief well” means a well drilled to assist in controlling a blowout in an existing well; (*puits de secours*)
- “rig release date” means the date on which a drilling rig last conducted operations on a well in accordance with the Authority to Drill a Well in respect of that well; (*date de libération de l'appareil*)
- “seafloor” means the surface of all that portion of land under the sea; (*fonds marins*)
- “spud-in” means, in respect of the drilling of a well, the initial penetration of the ground or seafloor; (*démarrage de forage*)
- “support craft” means any vessel, vehicle, tug, ship, aircraft, air-cushion vehicle or other craft used to provide transport for or assistance to a drilling program but does not include a drilling base or drilling unit; (*véhicule de service*)
- “surface casing” means the casing installed in a well to a depth sufficient to establish well control for the continuation of the drilling operations; (*tubage de surface*)
- “surface improvement” means any railway, pipeline or other right-of-way, road allowance, surveyed roadway, dwelling, industrial plant, aircraft runway or taxiway, any building used for military purposes, any permanent farm building or any school, church or other place of public concourse; (*aménagement en surface*)
- “suspended” means, in respect of a well or test hole, a well or test hole in which drilling or producing operations have temporarily ceased; (*suspendu*)
- “terminated” means, in respect of a well or test hole, a well or test hole that has been abandoned, completed or suspended in accordance with these Regulations; (*cessé*)
- production, le stockage, le transport, la distribution, la mesure, le traitement ou la manutention du pétrole et du gaz naturel; (*artificial island*)
- «jaillissement» désigne l'écoulement spontané de fluides à la surface d'un puits, causé par l'entrée de fluides de formation dans le trou de sonde; (*kick*)
- «Loi» désigne la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*; (*Act*)
- «matériau de puits» désigne tout matériau de formation ou de réservoir extrait d'un puits, notamment tout déblai, carotte ou fluide; (*well material*)
- «navire de forage» désigne un navire à coque, pourvu d'un appareil de forage et capable de forer en eau profonde; (*drillship*)
- «pergélisol» désigne la condition thermique du sol lorsque sa température est égale ou inférieure à 0°C pendant plus d'un an; (*permafrost*)
- «plancher de forage» désigne, en ce qui concerne un appareil de forage ou une unité de forage, la plate-forme fixe entourant la table de rotation, qui sert de palier pour l'équipe de forage au cours des opérations; (*drill floor*)
- «programme de forage» désigne un programme de forage d'un ou de plusieurs puits, à l'intérieur d'une région donnée et d'une période de temps déterminée, par un ou plusieurs appareils de forage ou unités de forage et comprend toutes opérations et activités complémentaires au programme; (*drilling program*)
- «puits de découverte» désigne un puits de prospection où, de l'avis du Directeur, les quantités découvertes de pétrole ou de gaz naturel sont commercialement exploitables; (*discovery well*)
- «puits de développement» désigne un puits qui est foré dans un champ ou un gisement pour servir
- a) à la production de fluides à partir du puits,
 - b) à l'observation du rendement d'un réservoir,
 - c) à l'injection de fluides dans le puits, ou
 - d) à l'évacuation de fluides dans le puits; (*development well*)
- «puits de prospection» désigne un puits ou une partie de puits, autre qu'un puits de développement ou un trou d'essai, foré dans le but de trouver du pétrole ou du gaz naturel ou d'obtenir des renseignements géologiques; (*exploratory well*)
- «puits de secours» désigne un puits foré pour aider au contrôle de l'éruption d'un puits; (*relief well*)
- «sur terre» désigne, pour un emplacement de forage, un endroit autre qu'une région située au large des côtes; (*onshore*)
- «suspendu» signifie, en ce qui concerne un puits ou un trou d'essai, que les opérations de forage ou de production sont temporairement arrêtées; (*suspended*)
- «trou d'essai» désigne un trou, autre qu'un puits ou un trou de prospection sismique, foré dans la roche sédimentaire à une profondeur de plus de 30 m; (*test hole*)
- «trou de sonde» désigne le trou foré au moyen d'un trépan pour le creusage d'un puits; (*well-bore*)

“test hole” means any hole, other than a well or seismic shot hole, drilled through sedimentary rock to a depth of more than 30 m; (*trou d'essai*)

“U.L.C.” means the Underwriters' Laboratories of Canada; (*U.L.C.*)

“waste material” means any refuse or garbage, or any other useless material generated during a drilling program and ancillary operations but does not include drilling fluid and drill cuttings; (*déchets*)

“well-bore” means the hole drilled by a bit in order to make a well; (*trou de sonde*)

“well control” means the control of the movement of fluids in or from a well; (*contrôle d'un puits*)

“well material” means any formation or reservoir material obtained from a well, including any cutting, core or fluid; (*matériau de puits*)

“wireline” means a line that is used to run survey instruments or other tools in a well and that is made of

(a) steel, or

(b) several wires made of steel, copper or other metals together with electrical insulation. (*câble*) SOR/80-641, s. 1.

«tubage guide» désigne un tubage de grand diamètre installé dans un puits afin d'avoir une conduite adéquate pour le mouvement du fluide de forage entre les formations de surface; (*conductor pipe*)

«tubage initial» désigne le tubage installé dans un puits pour faciliter le contrôle du puits pendant le forage du trou pour l'installation du tubage de surface; (*conductor casing*)

«tubage partiel» désigne un tubage qui

a) est suspendu à un train de tubage installé antérieurement dans le puits, et

b) n'atteint pas la tête du puits; (*casing liner*)

«tubage de pergélisol» désigne le tubage initial installé dans un puits pour protéger le puits contre les risques occasionnés par le dégel d'une zone de pergélisol ou l'émanation de gaz d'une zone de pergélisol ou au-dessous d'une telle zone; (*permafrost casing*)

«tubage de production» désigne le tubage installé dans un trou de sonde pour fins de production ou d'injection et peut comprendre un tubage protecteur; (*production casing*)

«tubage protecteur» désigne le tubage installé dans un puits, après l'installation d'un tubage de surface, et dans lequel des opérations de forage ultérieures peuvent être effectuées à l'intérieur d'un puits; (*intermediate casing*)

«tubage de surface» désigne le tubage installé assez profondément dans un puits pour en assurer le contrôle en vue de la poursuite des opérations de forage; (*surface casing*)

«U.L.C.» désigne les *Underwriters' Laboratories of Canada*; (*U.L.C.*)

«unité de forage» désigne un navire de forage, un submersible, un semi-submersible, une barge, une plate-forme auto-élévatrice ou autre navire utilisé dans un programme de forage, y compris un appareil de forage et les dispositifs connexes installés sur un navire; (*drilling unit*)

«véhicule de service» désigne un navire, un véhicule, un remorqueur, un bateau, un aéronef, un véhicule sur coussin d'air ou autre véhicule utilisé comme moyen de transport ou d'aide dans un programme de forage, à l'exclusion d'une base de forage ou d'une unité de forage. (*support craft*) DORS/80-461, art. 1.

Application

3. (1) Subject to subsection (2), these Regulations apply

(a) to every operator who explores or drills for oil or gas under the Act; and

(b) in respect of every well and test hole drilled under the Act.

(2) The standards prescribed by these Regulations for tools, drilling equipment and materials used in drilling, completing, operating, suspending and abandoning any well do not apply until one year after the coming into force of these Regulations.

Submission of Information

4. Any information that is required to be submitted under these Regulations shall be prepared and submitted in a form and manner satisfactory to the Chief.

Application

3. (1) Sous réserve du paragraphe (2), le présent règlement s'applique

a) à l'exploitant qui effectue la prospection ou le forage de puits, en vue de découvrir du pétrole ou du gaz naturel, conformément à la Loi; et

b) aux puits et trous d'essai forés conformément à la Loi.

(2) Les normes prescrites par le présent règlement pour les outils, l'équipement de forage et les matériaux utilisés pour le forage, l'achèvement, l'exploitation, la suspension et l'abandon d'un puits n'entrent en vigueur qu'un an après la promulgation du présent règlement.

Présentation de renseignements

4. Les renseignements à soumettre conformément au présent règlement doivent être préparés et présentés en la forme et de la manière que le Directeur juge satisfaisantes.

PART I

DRILLING PROGRAM APPROVAL

General

5. Subject to section 6, no person shall drill a well on lands under the administration of the Minister unless that person has obtained a Drilling Program Approval in accordance with this Part and an Authority to Drill a Well approved by the Chief in accordance with section 83.

6. Where there is an Authority to Drill a Well, approved by the Chief in accordance with section 83, in respect of a single well that is onshore and that is

(a) not located on an artificial island, and

(b) drilled with a conventional land drilling rig,

a Drilling Program Approval for that well is not required.

Application for a Drilling Program Approval

7. Any person may apply for a Drilling Program Approval in respect of a proposed drilling program by completing and forwarding in triplicate to the Chief an application in the form prescribed by the Chief.

8. The following information shall be furnished and forwarded with the application for approval of a drilling program referred to in section 7 by an applicant:

(a) the purpose, area, timing, nature and logistics of the program;

(b) a description and the specifications of each drilling rig or drilling unit to be used in the program;

(c) particulars of any special conditions or circumstances that may affect the safety of the drilling operations;

(d) on request of the Chief, the particulars and specifications in respect of the make, model, type and rated capacity of drilling equipment, including the derrick or mast and the draw-works, blocks, hook and swivel;

(e) where the program is to be carried out onshore, general dimensional arrangement drawings of the drilling rig, drilling base and administrative area used or intended to be used during drilling operations;

(f) where the program is to be carried out offshore,

(i) particulars of the nature of the seafloor in the proposed drill site,

(ii) the prevailing environmental conditions in the area of the program,

(iii) all current certifications and approvals issued from any source held by the applicant in respect of the construction, capability and safety of the

(A) drilling unit to be used in the drilling program,

(B) equipment installed on the drilling unit, and

(C) the support craft to be used in the drilling program,

(iv) the details in respect of any support craft to be used in the drilling program on which the applicant relies to show that the support craft

(A) is designed and constructed to operate safely, and

PARTIE I

APPROBATION DE PROGRAMME DE FORAGE

Dispositions générales

5. Sous réserve de l'article 6, nul ne peut forer un puits sur les terres administrées par le Ministre sans avoir obtenu une approbation de programme de forage conformément à la présente partie et une autorisation de forer un puits approuvée par le Directeur conformément à l'article 83.

6. Lorsqu'il existe une autorisation de forer un puits, approuvée par le Directeur conformément à l'article 83, relativement à un seul puits sur terre

a) situé ailleurs que sur une île artificielle, et

b) foré au moyen d'un appareil classique de forage terrestre, une approbation de programme de forage pour ce puits n'est pas nécessaire.

Demande d'approbation de programme de forage

7. Toute personne peut faire une demande d'approbation de programme de forage relativement à un projet de programme de forage en remplissant et retournant au Directeur, en trois exemplaires, une demande en la forme qu'il prescrit.

8. Les renseignements suivants doivent être fournis et envoyés par le requérant avec sa demande d'approbation de programme de forage:

a) le motif, la région, le calendrier, la nature et la logistique du programme;

b) la description et les caractéristiques de chaque appareil ou unité de forage devant être utilisé dans le programme;

c) les détails des conditions ou circonstances spéciales qui peuvent nuire à la sécurité des opérations de forage;

d) à la demande du Directeur, les détails et caractéristiques relatives à la marque, au modèle, au type et à la capacité nominale de l'équipement de forage, y compris le derrick ou le mât de forage et le treuil, les moufles, le crochet et la tête d'injection;

e) lorsque le programme s'applique à une zone terrestre, les plans d'aménagement généraux de l'appareil de forage, de la base de forage et de la zone administrative occupée ou devant être occupée au cours des opérations de forage;

f) lorsque le programme doit être exécuté au large des côtes,

(i) les caractéristiques de la nature des fonds marins à l'emplacement prévu du forage,

(ii) les conditions environnementales qui prévalent dans la zone du programme,

(iii) tous les certificats et approbations actuels délivrés par qui que ce soit et que détient le requérant relativement à la construction, au fonctionnement et à la sécurité

(A) de l'unité de forage devant être utilisée au cours du programme de forage,

(B) de l'équipement installé sur l'unité de forage, et

(C) des véhicules de service devant être utilisés au cours du programme de forage,

- (B) provides safe and efficient support for all drilling and related operations for which the craft is to be engaged,
- (v) the details of the systems to be used for submerging, ballasting, stabilizing, mooring, propelling, positioning and jacking up and down during the program, and
- (vi) the details of any artificial island or platform to be used as a drilling base on which the applicant relies to show that the island or platform, as the case may be, is structurally sound;
- (g) in the case of every drilling unit used or intended to be used by an applicant during the program,
 - (i) the data and particulars on which the applicant relies to show that the drilling unit has adequate stability to safely conduct the proposed program,
 - (ii) the details of the structural design of the drilling unit on which the applicant relies to show that the drilling unit has strength adequate to withstand conditions of extreme loading caused by a combination of the most unfavourable functional and environmental loads,
 - (iii) a description of the relationship between the performance characteristics of each drilling unit and the prevailing environmental conditions in the area of the program, and
 - (iv) general arrangement drawings that show the arrangement of all drilling equipment on the unit, bulk transfer systems, drilling fluid systems, well control systems including blowout preventers, choke manifolds, testing and flowing apparatus, cranes and any special purpose equipment such as seafloor samplers, life-saving and fire-fighting appliances and communication, navigation and alarm systems; and
- (h) where the program is to be carried out offshore, the details on which the applicant relies to show that
 - (i) the drilling unit that is to be used in the program has sufficient dynamic stability to permit emergency drilling operations, such as controlling a kick or disconnecting from the blowout preventer stack, to be conducted under conditions of the statistical one-year-storm calculated to occur during the period of the year that the program is to be conducted,
 - (ii) where anchors are to be used to hold the drilling unit on the well location, the method and equipment to be used to hold the drilling unit is capable of maintaining the unit within the anchor pattern under conditions of the statistical fifty-year-storm calculated to occur during the period of the year that the program is to be conducted,
 - (iii) the drilling unit to be used in the program is designed and constructed to survive conditions of the statistical one-hundred-year-storm calculated to occur during the period of the year that the program is to be conducted,
 - (iv) the drilling unit is capable of being safely and efficiently disconnected from the well leaving the well secure,
 - (v) where a drilling unit is disconnected from a well, the unit is capable of re-entering that well, and

(iv) les détails sur lesquels le requérant se fonde pour démontrer que les véhicules de service devant être utilisés durant le programme de forage

(A) sont conçus et construits pour fonctionner en toute sécurité, et

(B) fournissent un service efficace et sûr pour toutes les opérations de forage et les travaux connexes au cours desquels ils doivent servir,

(v) les détails des installations devant être utilisées pour les travaux de submersion, de lestage, de stabilisation, d'amarrage, de propulsion, de localisation et d'élévation et d'abaissement au cours du programme, et

(vi) les détails sur lesquels le requérant se fonde pour démontrer que les îles artificielles ou plates-formes devant être utilisées comme bases de forage sont solides;

g) dans le cas de toute unité de forage utilisée ou devant être utilisée par le requérant au cours du programme,

(i) les données et les précisions sur lesquelles le requérant se fonde pour démontrer que l'unité de forage possède une stabilité suffisante pour permettre le déroulement en toute sécurité du programme prévu,

(ii) les détails des calculs structuraux de l'unité de forage sur lesquels le requérant se fonde pour démontrer que l'unité de forage possède une solidité suffisante pour résister à la pire combinaison des efforts opérationnels et environnementaux,

(iii) une description de la relation entre les caractéristiques de rendement de chaque unité de forage et les conditions environnementales de la zone du programme, et

(iv) les plans d'aménagement généraux indiquant la disposition de tout l'équipement de forage sur l'unité de forage, de l'ensemble des installations de transfert, des installations de fluides de forage, des installations de contrôle de puits, y compris des obturateurs anti-éruption, des manifolds d'engorgement, des dispositifs d'essai et d'écoulement, des grues et de tout équipement à fonction particulière comme le carottier de fonds marins, les accessoires de sauvetage et de lutte contre l'incendie, et les systèmes d'alarme, de navigation et de communication, et

h) lorsque le programme doit être exécuté au large des côtes, les détails sur lesquels le requérant se fonde pour démontrer

(i) que l'unité de forage qui doit être utilisée dans le programme possède suffisamment de stabilité dynamique pour permettre l'exécution des opérations de forage d'urgence, comme le contrôle d'un jaillissement ou le débrayage de la cheminée d'obturation anti-éruption, effectués dans les conditions de la tempête annuelle statistique prévue pour la période de l'année pendant laquelle le programme doit être réalisé,

(ii) que, lorsque des ancres sont utilisées pour maintenir l'unité de forage sur lieux du puits, la méthode et l'équipement à utiliser pour maintenir l'unité de forage sont capables de la maintenir à l'intérieur du champ d'action des ancres dans les conditions de la tempête cinquante-naire statistique prévue pour la période de l'année pendant laquelle le programme doit être réalisé,

(vi) the support craft are designed and constructed to operate safely in support of all drilling and related operations in which the craft are to be engaged.

9. An operator shall, on the request of the Chief, provide the Chief with a description of the qualifications of each person involved in the drilling program who is employed by that operator in a supervisory capacity.

10. An operator shall, on the request of the Chief, submit to the Chief a description of the anticipated effect that a proposed drilling program will have on the natural environment of the area described in the application for Drilling Program Approval.

Drilling Program Approval

11. Subject to sections 12 and 90, the Drilling Program Approval, when approved by the Chief, shall constitute authority to conduct a drilling program.

12. A Drilling Program Approval shall be for a specified term not exceeding three years.

Defective or Experimental Equipment

13. (1) Every operator shall, in the interests of safety,

(a) forthwith repair or replace any defective equipment that is being used during a drilling operation;

(b) alter any operational procedure that is unsafe, inadequate or deficient; and

(c) where necessary, initiate a new operational procedure in respect of the drilling operation.

(2) Where, pursuant to subsection (1) the operator is required to replace equipment or alter a procedure described in the application for Drilling Program Approval, he shall obtain the approval of the Chief.

14. Drilling equipment that has not been fully developed or has not been proven under field conditions may be approved by the Chief for use in a drilling program but such approval shall cease to be valid if the actual performance of the equipment does not meet or exceed the performance characteristics specified for that equipment set out in the application for the Drilling Program Approval.

Drilling Bases and Drilling Units

15. A drilling base or a drilling unit to be used in a drilling program shall be designed and constructed to

(iii) que l'unité de forage est conçue et construite pour résister aux conditions de la tempête centenaire statistique prévue pour la période de l'année pendant laquelle le programme doit être réalisé,

(iv) que l'unité de forage peut être détachée en toute sécurité et efficacement du puits, en laissant ce dernier en sûreté,

(v) que, lorsqu'une unité de forage est détachée d'un puits, elle peut y entrer, et

(vi) que les véhicules de service sont conçus et construits pour fonctionner en toute sécurité comme soutien de toutes les opérations de forage et travaux connexes au cours desquels ils doivent servir.

9. Un exploitant doit, à la demande du Directeur, lui fournir une description des compétences de chaque personne employée par lui dans le programme de forage à titre de surveillant.

10. Un exploitant doit, à la demande du Directeur, lui fournir une description de l'effet éventuel d'un projet de programme de forage sur l'environnement naturel de la zone décrite dans la demande d'approbation du programme de forage.

Approbation de programme de forage

11. Sous réserve des articles 12 et 90, l'approbation d'un programme de forage par le Directeur, constitue l'autorisation de l'exécuter.

12. L'approbation d'un programme de forage vaut pour une période spécifiée ne dépassant pas trois ans.

Équipement expérimental ou défectueux

13. (1) L'exploitant doit, dans l'intérêt de la sécurité,

a) réparer ou remplacer sur-le-champ tout équipement défectueux qui doit être utilisé pendant les opérations de forage;

b) modifier toute méthode de travail dangereuse, inadéquate ou déficiente; et

c) au besoin, adopter une nouvelle méthode pour l'opération de forage.

(2) Lorsque l'exploitant doit remplacer de l'équipement ou modifier une méthode prévus dans la demande d'approbation du programme de forage, il doit obtenir l'approbation du Directeur.

14. L'équipement de forage qui n'a pas été complètement mis au point ou n'a pas été éprouvé dans les conditions prévalant sur le terrain peut recevoir du Directeur l'approbation d'utilisation dans un programme de forage, mais une telle approbation cesse d'être valable si le rendement réel de l'équipement n'est pas égal ou supérieur aux caractéristiques de rendement spécifiées pour cet équipement dans la demande d'approbation du programme de forage.

Bases de forage et unités de forage

15. Une base de forage ou une unité de forage devant être utilisée dans un programme de forage doit être conçue et construite de façon à

- (a) withstand the environmental conditions and effects that may reasonably be anticipated; and
- (b) provide a base on which drilling and related operations can be conducted safely and efficiently.

Support Craft

16. Every support craft used in a drilling program shall be designed and constructed to operate safely and to provide safe and efficient support for all drilling operations.

- 17. Every support craft referred to in section 16 shall carry
 - (a) the navigational safety and marine aids required under the *Collision Regulations*; and
 - (b) emergency equipment and life-saving devices sufficient in number to permit the escape of all persons from the support craft under any conditions that may reasonably be anticipated.

Standby Craft

18. (1) A suitable standby craft shall be provided for a drilling operation as a means of evacuating personnel from the drill site.

(2) The standby craft referred to in subsection (1) shall have sufficient capacity and equipment to evacuate all personnel from the drill site.

19. Every standby craft that is a vessel shall be equipped with

- (a) approved life-rafts sufficient in number to accommodate 300 per cent of the normal complement of the standby craft;
- (b) life jackets sufficient in number to accommodate 300 per cent of the normal complement of the standby craft;
- (c) a minimum of
 - (i) four life-buoys with lines,
 - (ii) two climbing nets, and
 - (iii) four rescue hooks; and
- (d) first aid supplies in quantities suitable for the treatment of
 - (i) at least ten persons having extensive second degree burns,
 - (ii) at least five persons having arm or leg fractures, and
 - (iii) at least five persons suffering from hypothermia.

SOR/80-641, s. 2.

Pressure Vessels

20. The design and construction of pressure vessels, steam generators, hot water boilers, hydraulic systems and other components of a hydraulic, steam or compressed air system used in a drilling program shall be in accordance with the Canadian Standards Association Code B-51-1972 for the Construction and Inspection of Boilers and Pressure Vessels.

a) résister aux conditions et aux effets environnementaux raisonnablement prévisibles; et

b) fournir une base sur laquelle les opérations et les travaux connexes puissent être exécutés en toute sécurité et efficacement.

Véhicules de service

16. Tout véhicule de service utilisé dans un programme de forage doit être conçu et construit de façon à fonctionner en toute sécurité et à assurer un service sûr et efficace dans toutes les opérations de forage.

17. Tout véhicule de service doit être pourvu

- a) des aides sécuritaires à la navigation et des aides maritimes prescrites dans les *Règles sur les abordages*; et
- b) d'un équipement d'urgence et d'appareils de sauvetage en nombre suffisant pour permettre à tous les occupants du véhicule de service de s'en échapper dans les conditions raisonnablement prévisibles.

Véhicules de secours

18. (1) Un véhicule de secours convenable doit être disponible lors des opérations de forage pour permettre l'évacuation du personnel de l'emplacement de forage.

(2) Le véhicule de secours doit avoir une capacité suffisante ainsi que l'équipement nécessaire pour évacuer tout le personnel de l'emplacement de forage.

19. Tout véhicule de secours qui est un navire doit être muni

- a) de radeaux de sauvetage approuvés, d'un nombre suffisant pour porter trois fois le nombre habituel d'occupants du véhicule de secours;
- b) de brassières de sauvetage, d'un nombre suffisant pour accommoder trois fois le nombre habituel d'occupants du véhicule de secours;
- c) d'au moins
 - (i) quatre bouées de sauvetage avec cables,
 - (ii) deux filets de sauvetage, et
 - (iii) quatre crochets de sauvetage; et
- d) de produits de premiers soins, d'une quantité suffisante pour permettre de traiter
 - (i) au moins dix personnes largement brûlées au deuxième degré,
 - (ii) au moins cinq personnes souffrant de fractures de bras ou de jambes, et
 - (iii) au moins cinq personnes souffrant d'hypothermie.

DORS/80-641, art. 2.

Récipients sous pressions

20. La conception et la construction des récipients sous pression, des générateurs de vapeur, des chaudières à eau chaude, des systèmes hydrauliques et des autres éléments d'un système hydraulique, à vapeur ou à air comprimé utilisés dans un programme de forage doivent être conformes à la norme B-51-1972 de l'Association canadienne de normalisation pour la construction et l'inspection des chaudières et des récipients sous pression.

Hazards

21. Every operator shall take all reasonable precautions for the protection of personnel and equipment from naturally-occurring and man-made hazards in the area described in the Drilling Program Approval issued to that operator.

Requirements for Drilling Units

22. (1) Every drilling unit shall

(a) be equipped with drip trays, curbs and gutters and such other facilities as are necessary to prevent pollution of the water by fuel or chemicals that have been spilled or leaked aboard the drilling unit; and

(b) be equipped with a means for burning, venting, storing, transporting or otherwise disposing of waste in accordance with sections 137 to 139.

(2) The operator of every drilling unit shall ensure that the drilling unit is equipped with a system capable of collecting any waste oil from the oil sumps on the unit.

23. All parts of a drilling unit or drilling base shall be protected against erosion and corrosion.

24. (1) Every drilling unit, platform and artificial island shall carry the navigational safety and marine aids required under the *Collision Regulations*.

(2) Every drilling unit shall carry emergency equipment and life-saving devices sufficient in number to permit the escape of all persons from the drilling unit under any conditions that may reasonably be anticipated.

25. On the request of the Chief, an operator shall submit drawings related to the construction of each drilling unit to be used in a drilling program.

26. (1) Every drilling unit shall be equipped with a metal helicopter landing deck that is

(a) so located as to provide an unobstructed approach path on at least a 210 degree sector;

(b) of adequate strength to support any type of helicopter that is likely to land on the deck;

(c) equipped with:

(i) tie-down devices for at least one helicopter,

(ii) internationally recognized markings,

(iii) deck lights suitable for night flying,

(iv) a non-skid deck surface,

(v) safety nets around the perimeter of the deck, and

(vi) refuelling facilities, when requested by the Chief; and

(d) so cambered and equipped with coamings and gutters as to contain any fuel spill that may occur on the deck and drain the spill to a safe disposal area.

(2) Every drilling unit shall have a helicopter deck that is sufficiently large

Accidents

21. L'exploitant doit prendre toutes les précautions raisonnables pour assurer la protection du personnel et de l'équipement contre les accidents d'origine naturelle ou ceux provoqués par l'homme dans la zone décrite dans l'approbation du programme de forage délivrée à cet exploitant.

Exigences pour les unités de forage

22. (1) Toute unité de forage doit

a) être munie de cuvettes d'écoulement, de bordures, de chéneaux et autres accessoires nécessaires à la prévention de la pollution de l'eau par suite d'un déversement ou d'une fuite de combustible ou de produits chimiques à bord de l'unité de forage; et

b) être dotée des moyens de brûler, ventiler, emmagasiner, transporter ou autrement éliminer les déchets conformément aux articles 137 à 139.

(2) L'exploitant de toute unité de forage doit s'assurer qu'elle possède un système efficace de collecte du pétrole rejeté dans les carters de l'unité.

23. Toutes les pièces d'une unité de forage ou d'une base de forage doivent être protégées contre l'érosion et la corrosion.

24. (1) Toute unité de forage, plate-forme et île artificielle doivent être pourvues des aides sécuritaires à la navigation et des aides maritimes exigées conformément aux *Règles sur les abordages*.

(2) Toute unité de forage doit être pourvue d'un équipement d'urgence et d'appareils de sauvetage en nombre suffisant pour permettre à tous les occupants de l'unité de forage de s'en échapper dans les conditions raisonnablement prévisible.

25. Sur demande du Directeur, un exploitant doit fournir les plans de construction de chaque unité de forage devant être utilisée dans un programme de forage.

26. (1) Toute unité de forage doit être munie d'un pont d'atterrissage métallique pour hélicoptère qui est

a) situé de façon à fournir une route d'approche sans encombre dans un secteur d'au moins 210 degrés;

b) assez résistant pour soutenir tout type d'hélicoptère susceptible d'y atterrir;

c) muni des articles suivants:

(i) dispositifs d'amarrage pour au moins un hélicoptère,

(ii) signaux universellement reconnus,

(iii) lumières de pont utilisables pour vols de nuit,

(iv) pont à surface antidérapante,

(v) filets de sécurité autour du périmètre du pont, et

(vi) installations de mazoutage, à la demande du Directeur; et

d) bombé et doté d'halloires de retenue et de voies d'écoulement de façon à pouvoir contenir toute fuite de carburant susceptible de se produire sur le pont et à en assurer le drainage dans un endroit sûr.

(2) Toute unité de forage doit être munie d'un pont d'atterrissage pour hélicoptères assez grand pour

(a) to contain a circle whose diameter is equal to one and one-third times the rotor diameter of any single-main rotor helicopter that is likely to land on the deck; and

(b) to contain an ellipse whose longitudinal axis is equal to 0.9 of the overall length of any tandem-main rotor helicopter likely to land on the deck and whose transverse axis is not less than 0.75 of the overall length of such a helicopter.

(3) Notwithstanding subsection (2), drilling units that were deployed on lands in Canada prior to January 18, 1980 may be equipped with helicopter decks smaller in size than that specified in subsection (2) but the operations of helicopters from such smaller decks shall be subject to such operational restrictions as the Chief may impose.

(4) Every helicopter supporting a drilling unit shall carry immersion suits sufficient in number to accommodate each crew member and passenger of the helicopter. SOR/80-641, s. 3.

27. (1) Every drilling unit shall be equipped with at least two enclosed powered escape capsules or survival craft or a combination of capsules and craft in sufficient number so that their combined capacity is capable of accommodating all the persons normally on board the drilling unit.

(2) Where practical, one-half of the capsules and craft referred to in subsection (1) shall be located on one side of the drilling unit and the balance of the capsules and craft shall be located on a different side of the drilling unit.

28. Every drilling unit shall be equipped with a light-weight manoeuvrable power rescue boat.

29. (1) Every drilling unit shall

(a) be equipped with inflatable approved life-rafts in sufficient number so that their combined capacity is capable of accommodating all the persons normally on board the drilling unit;

(b) have an adequate means of launching all survival or lifesaving craft on the drilling unit and of embarking personnel into them;

(c) carry at least ten approved life-buoys;

(d) carry a life-jacket for each person on board the drilling unit;

(e) carry life-jackets at each survival craft embarkation station sufficient in number for the use of at least twenty-five per cent of the personnel capable of being accommodated on the survival craft in addition to the requirements in paragraph (d);

(f) carry a sufficient number of work vests for the use of at least fifty per cent of the persons normally on board the drilling unit at any time; and

(g) be equipped with a line-throwing appliance and twelve distress signals.

(2) At least four of the life-buoys referred to in paragraph (1)(c) shall be equipped with self-igniting lights and self-activating smoke signals.

(3) Each life-buoy referred to in paragraph (1)(c) shall

a) comporter un cercle dont le diamètre est égal à une fois et un tiers le diamètre du rotor de tout hélicoptère à un rotor susceptible d'y atterrir; et

b) comporter une ellipse dont l'axe longitudinal équivaut à 0,9 de la longueur hors tout de tout hélicoptère à deux rotors susceptible d'y atterrir et dont l'axe transversal est d'au moins 0,75 de la longueur hors tout d'un tel hélicoptère.

(3) Nonobstant le paragraphe (2), les unités de forage installées sur terre au Canada avant le 18 janvier 1980 peuvent être dotées de ponts d'atterrissage pour hélicoptère qui sont plus petits que ceux visés au paragraphe (2), auquel cas l'utilisation d'hélicoptères à partir de tels ponts d'atterrissage est soumise aux restrictions que le Directeur peut imposer.

(4) Tout hélicoptère qui dessert une unité de forage doit avoir des combinaisons d'immersion d'un nombre suffisant pour tous les membres de l'équipage et les passagers de l'hélicoptère. DORS/80-641, art. 3.

27. (1) Toute unité de forage doit être munie d'au moins deux nacelles de survie ou embarcations de sauvetage motorisées et recouvertes, ou d'une combinaison de nacelles et d'embarcations, en nombre suffisant pour que leur capacité combinée puisse recevoir tous les occupants de l'unité de forage.

(2) Lorsque c'est possible, la moitié des nacelles et des embarcations doit se trouver sur un côté de l'unité de forage et l'autre moitié sur un autre côté de l'unité.

28. Toute unité de forage doit être munie d'un canot de sauvetage motorisé manœuvrable de poids léger.

29. (1) Toute unité de forage doit être munie

a) de radeaux de sauvetage gonflables approuvés, en nombre suffisant pour que leur capacité combinée puisse recevoir tous les occupants de l'unité de forage;

b) de moyens adéquats pour la mise à l'eau de toute nacelle de sauvetage ou de survie se trouvant sur l'unité de forage pour l'embarquement du personnel;

c) d'au moins dix bouées de sauvetage approuvées;

d) d'une brassière de sauvetage pour chaque occupant de l'unité de forage;

e) à chaque poste d'embarquement de nacelle de survie, de brassières de sauvetage en nombre suffisant pour être utilisées par au moins 25% du personnel susceptible d'embarquer dans la nacelle, en plus des exigences de l'alinéa d);

f) d'un nombre suffisant de gilets flottants de travail pouvant être utilisés par au moins la moitié des occupants de l'unité de forage; et

g) d'un dispositif porte-amarre et de douze signaux de détresse.

(2) Au moins quatre des bouées de sauvetage mentionnées à l'alinéa (1)c) doivent être munies de lumières auto-allumantes et de signaux fumigènes automatiques.

(3) Chaque bouée de sauvetage doit

- (a) be equipped with a buoyant life line the length of which is at least one and one-half times the distance from the buoy station to the water line at light draft; and
- (b) be strategically located on the drilling unit.

Standards For Drilling Equipment

30. (1) The minimum acceptable standards for a derrick, mast, draw-works, mud pump and for related drilling rig equipment that is installed on a drilling rig are those standards that are equal or superior to the relevant specifications of the American Petroleum Institute.

(2) The derrick, mast, draw-works, mud pump and related equipment of a drilling rig shall be designed to operate safely and efficiently under the maximum load conditions anticipated during any drilling operation.

Meteorological Forecasts

31. (1) On the request of the Chief, an operator shall provide facilities and equipment capable of observing, measuring and recording the environmental conditions and the effect that those conditions have on the drilling operations at any drill site that is onshore or on an ice platform.

(2) Where drilling operations are carried out offshore, the operator shall

- (a) obtain, during the period the operations are being carried out, forecasts of meteorological conditions, including ice movements, each day and each time during the day when the conditions change substantially; and
- (b) ensure that the drilling unit is equipped with facilities and equipment for observing, measuring and recording
 - (i) environmental conditions, and
 - (ii) the pitch, roll and heave of the drilling unit. SOR/80-641, s. 4.

Safety Devices and Guards

32. Every operator shall ensure that

- (a) safety guards are installed on all potentially dangerous machinery and on machinery on a drilling rig or drilling unit that has external moving parts; and
- (b) guard rails are installed around the perimeter of the drill floor, deck area, walkways, stairs and any working areas on a drilling rig or drilling unit where there is a drop from that area to an adjacent area of more than one metre.

33. (1) Every operator shall ensure that, where practicable, there is at least two exits from each self-contained working area on a drilling rig that is onshore or on a drilling unit.

(2) The exits referred to in subsection (1) shall be as far apart as possible and where the exits are closed by doors, the doors shall be sliding or hinged to open outward.

- a) être munie d'une ligne de sauvetage flottante dont la longueur est d'au moins une fois et demie la distance entre la station de sauvetage et la ligne de mouillage à faible tirant d'eau; et
- b) être située à un endroit stratégique sur l'unité de forage.

Normes de l'équipement de forage

30. (1) Les normes minimales acceptables pour le derrick, le mât, les treuils, la pompe à boue et l'équipement connexe installé sur un appareil de forage doivent être égales ou supérieures aux spécifications de l'American Petroleum Institute.

(2) Le derrick, le mât, le treuil, la pompe à boue et le matériel connexe d'un appareil de forage doivent être conçus pour fonctionner efficacement et en toute sécurité dans les conditions de charge maximale prévisibles pendant une opération de forage.

Prévision météorologiques

31. (1) Sur demande du Directeur, un exploitant doit fournir les moyens et l'équipement nécessaires à l'observation, à la mesure et à l'enregistrement des conditions environnementales et de l'effet de telles conditions sur les opérations de forage effectuées à un emplacement de forage sur terre ou sur une île de glace.

(2) Lorsque des opérations de forage sont effectuées au large des côtes, l'exploitant doit,

- a) durant ces opérations, obtenir les prévisions des conditions météorologiques, y compris les mouvements des glaces, chaque jour et à tout moment de la journée où les conditions changent de façon appréciable; et
- b) s'assurer que l'unité de forage est munie des moyens et de l'équipement permettant d'observer, de mesurer et d'enregistrer
 - (i) les conditions environnementales, et
 - (ii) le tangage, le roulis et la levée de l'unité de forage. DORS/80-641, art. 4.

Dispositifs de sécurité et garde-corps

32. L'exploitant doit s'assurer que

- a) des dispositifs de sécurité sont installés sur toute machine qui peut être dangereuse et sur toute machine, sur un appareil de forage ou une unité de forage, possédant des pièces mobiles extérieures; et
- b) des garde-corps sont installés sur le périmètre du plancher de forage, de la zone de pont, des couloirs, des escaliers et de toute zone de travail, sur un appareil de forage ou une unité de forage, qui est surélevée de plus d'un mètre par rapport à celle qui lui est adjacente.

33. (1) L'exploitant doit s'assurer qu'il y a, si possible, au moins deux sorties pour chaque zone de travail d'un appareil de forage sur terre ou d'une unité de forage.

(2) Les sorties doivent être aussi éloignées que possible et, lorsque les sorties sont fermées par des portes, ces dernières doivent être coulissantes ou s'ouvrir vers l'extérieur.

34. Where a person is required to work in the derrick of a drilling rig as part of a normal drilling operation, an escape device shall, where practicable, be provided as a means of escape from the working platform of the derrick.

Medical and Rescue Facilities

35. (1) An adequately equipped and supplied first aid facility shall be provided within ready access of every drilling rig during drilling operations.

(2) There shall be at least one person on each drilling crew engaged in a drilling operation who is the holder of a certificate in first aid from the St. John Ambulance Society or a certificate of first aid from another similar organization having requirements equivalent or superior to the St. John Ambulance Society.

(3) Where a drilling operation that is onshore is carried out in a remote area or in an area that is subject to extended periods of adverse weather conditions, the operator shall, unless otherwise approved by the Chief,

(a) provide

(i) a medical treatment room that has

(A) resuscitation facilities and medical supplies necessary to deal with an industrial accident,

(B) where the normal complement is less than thirty, at least one standard hospital bed,

(C) where the normal complement is thirty or more, at least two beds, one of which shall be a standard hospital bed, and

(D) a connection with the internal telephone system, and

(ii) a rigid frame stretcher suitable for the transfer of an injured person to or from the drilling site;

(b) ensure that a trained nurse or a medical attendant who is the holder of a valid certificate of medical training obtained by successfully completing a course, such as a provincial industrial first aid course, is available on the drill site at all times;

(c) make arrangements for a qualified physician to be available at any time for consultation or to be transported to the drill site; and

(d) make arrangements whereby an injured person can at any time be speedily transported from the drill site to a hospital.

(4) Where drilling operations are carried out offshore, the drilling unit shall be equipped with

(a) a medical treatment room that has

(i) resuscitation facilities and medical treatment supplies necessary to deal with an industrial accident,

(ii) where the normal complement of the drilling unit is less than thirty, at least one standard hospital bed,

(iii) where the normal complement of the drilling unit is thirty or more, at least two beds, one of which shall be a standard hospital bed, and

34. Lorsqu'une personne doit travailler dans le derrick d'un appareil de forage au cours d'une opération normale de forage, une sortie de secours doit, si possible, être prévue pour permettre l'évacuation de la plate-forme de travail du derrick.

Installations médicales et de secours

35. (1) Il doit y avoir une trousse de secouriste suffisamment équipée et aisément accessible pour chaque appareil de forage au cours des opérations de forage.

(2) Au moins une personne de chaque équipe de forage effectuant des opérations de forage doit être détentrice d'un certificat de secouriste de l'Ambulance St-Jean ou d'un autre organisme ayant des exigences équivalentes ou supérieures à celles de l'Ambulance St-Jean.

(3) Lorsque des opérations de forage sur terre sont effectuées dans une région éloignée ou dans une région susceptible de subir de longues périodes de mauvaises conditions météorologiques, l'exploitant doit, à moins d'indication contraire du Directeur,

a) fournir

(i) une pièce pour traitement médical, munie

(A) des installations de réanimation et des fournitures de traitement médical nécessaires aux victimes d'accidents industriels,

(B) si le nombre normal de personnes de l'unité de forage est inférieur à trente, d'au moins un lit d'hôpital normal, et

(C) si le nombre normal de personnes de l'unité de forage est égal ou supérieur à trente, d'au moins deux lits, dont l'un est un lit d'hôpital normal, et

(D) d'un raccordement au réseau de téléphone interne, et

(ii) d'une civière appropriée à cadre rigide pour le transport d'un blessé vers ou de l'unité de forage;

b) s'assurer qu'une infirmière professionnelle ou une aide médicale qui détient un certificat valide de formation médicale obtenu après avoir terminé avec succès un cours, tel un cours provincial de secouriste industriel, est disponible en permanence sur l'emplacement du forage;

c) veiller à ce qu'un médecin qualifié soit disponible en permanence pour consultation ou pour être transporté vers l'emplacement du forage; et

d) veiller à ce qu'un blessé puisse en permanence être transporté rapidement de l'emplacement de forage vers un hôpital.

(4) Lorsque des opérations de forage sont effectuées au large des côtes, l'unité de forage doit être pourvue

a) d'une chambre pour traitement médical munie

(i) des installations de réanimation et des fournitures de traitement médical nécessaires pour victimes d'accidents industriels,

(ii) lorsque le nombre normal de personnes de l'unité de forage est inférieur à 30, d'au moins un lit d'hôpital normal,

- (iv) a connection with the internal telephone system; and
- (b) a rigid frame stretcher suitable for the transfer of an injured person to or from the drilling unit.

(5) Where a drilling operation that is offshore is being carried out, the operator shall make arrangements whereby

- (a) a qualified physician is available at all times for consultation or to be transported to the drilling unit;
- (b) an injured person can, at any time, be speedily transported from the drilling unit to a hospital; and
- (c) a qualified physician, a trained nurse or a medical attendant who is the holder of a valid certificate of medical training obtained by successfully completing a course such as a provincial industrial first aid course is available on the drilling unit at all times. SOR/80-641, s. 5.

36. (1) Every drilling rig shall be equipped with

- (a) at least five self-contained air demand breathing devices available at locations readily accessible from the drill floor or an air manifold on the drill floor equipped with at least five suitable outlets and face masks;
- (b) at least two portable hydrogen sulphide gas detectors; and
- (c) at least one portable detector for combustible gases.

(2) The living quarters for the drilling crew of a drilling rig that is onshore or of a drilling unit shall be equipped with at least four self-contained portable air demand breathing devices.

(3) Notwithstanding subsections (1) and (2), the Chief may authorize the elimination of the breathing devices or the reduction of the number of breathing devices in any area where the absence of toxic gas has been demonstrated to his satisfaction. SOR/80-641, s. 6.

37. Every drilling unit shall be equipped with two buoyant personnel transfer baskets that are in good condition.

Electrical Equipment

38. (1) All electrical equipment used on a drilling unit or drilling rig that is onshore shall be designed and located in such a manner as to avoid the creation of any hazard.

(2) Subject to section 57, every electrical motor or generator on a drilling rig that is onshore shall conform with requirements of Class I, Division 1 locations, as defined in the Canadian Standards Association Canadian Electrical Code, Part I, where such motor or generator is located in a space that is within

- (a) 2 m from the centre line of a rotary table;
- (b) 2 m in a horizontal direction from the centre line of a blowout preventer stack; or
- (c) 2 m of any shale shaker or atmospheric gas separator.

(3) Electrical equipment, other than a motor or generator referred to in subsection (2), on a drilling rig that is onshore shall conform with the requirements of Class I, Division 2

(iii) lorsque ce nombre est égal ou supérieur à 30, d'au moins deux lits, dont l'un est un lit d'hôpital normal, et

- (iv) d'un raccordement au réseau de téléphone interne; et
- b) d'une civière appropriée à cadre rigide pour le transport d'un blessé vers ou de l'unité de forage.

(5) Lorsque des opérations de forage sont effectuées au large des côtes, l'exploitant doit veiller à ce que

- a) un médecin qualifié soit disponible en permanence pour consultation ou pour être transporté vers l'unité de forage;
- b) un blessé puisse en permanence être transporté rapidement de l'unité de forage vers un hôpital; et
- c) un médecin qualifié, une infirmière professionnelle ou une aide médicale qui détient un certificat valide de formation médicale obtenu après avoir terminé avec succès un cours, tel un cours provincial de secourisme industriel, se trouve sur l'unité de forage en permanence. DORS/80-641, art. 5.

36. (1) Tout appareil de forage doit être pourvu

- a) d'au moins cinq appareils respiratoires autonomes placés en des endroits facilement accessibles du plancher de forage ou d'un manifold à air sur le plancher de forage, munis d'au moins cinq sorties et de masques faciaux acceptables;
- b) d'au moins deux détecteurs portatifs d'hydrogène sulfuré; et
- c) d'au moins un détecteur portatif de gaz inflammables.

(2) Les quartiers d'habitation de l'équipe de forage d'un appareil de forage sur terre ou d'une unité de forage doivent être munis d'au moins quatre appareils respiratoires autonomes portatifs.

(3) Nonobstant les paragraphes (1) et (2), le Directeur peut autoriser l'élimination des appareils respiratoires ou la réduction du nombre prescrit dans toute zone où l'absence de gaz toxiques a été prouvée à sa satisfaction. DORS/80-641, art. 6.

37. Toute unité de forage doit être munie de deux nacelles flottantes en bon état pour le transport du personnel.

Équipement électrique

38. (1) L'équipement électrique utilisé sur une unité de forage ou un appareil de forage sur terre doit être conçu et situé de façon à éviter les accidents.

(2) Sous réserve de l'article 57, les moteurs électriques et les génératrices d'un appareil de forage sur terre doivent être conformes aux exigences des emplacements de classe I, division 1, définies dans le Code canadien de l'électricité, Partie I, de l'Association canadienne de normalisation, lorsque ces moteurs ou génératrices sont installés dans un endroit situé dans un rayon de

- a) 2 m de l'axe de la table de rotation;
- b) 2 m horizontalement de l'axe de la cheminée de l'obturateur anti-éruption; ou
- c) 2 m d'un vibreur à boue ou d'un séparateur atmosphérique de gaz.

(3) L'équipement électrique, autre que les moteurs ou génératrices mentionnés au paragraphe (2), installé sur un appareil de forage sur terre, doit être conforme aux exigences des

locations, as defined in the Canadian Standards Association Canadian Electrical Code, Part I, where the equipment is installed in a space that is

- (a) within 4 m of the centre line of a rotary table or a blowout preventer stack;
- (b) within 4 m of a shale shaker or an atmospheric gas separator;
- (c) an enclosed space containing a mud tank;
- (d) an enclosed space containing a choke manifold; or
- (e) an enclosed space where combustible gases may accumulate.

(4) Any space outside of Class I, Division 2 locations referred to in subsection (3) shall be considered exposed to transient combustible gases if the space is within

- (a) 20 m of the centre line of a rotary table;
- (b) the derrick structure; or
- (c) any enclosure a part of which is within 20 m of the centre line of a rotary table.

(5) Notwithstanding subsection (3), the spaces described in paragraphs (c), (d) and (e) of that subsection may be considered as spaces exposed to transient combustible gases where a positive mechanical ventilation system and gas detectors have been installed in those spaces and are in use.

(6) Any electrical equipment within spaces described in subsection (4) shall be constructed of materials suitable for the climatic conditions in the area of the drilling program and shall be equipped with

- (a) junctions and connections that are totally enclosed and sealed by gaskets and threaded hubs;
- (b) where an extension cord is used, a connecting device that prevents accidental disconnection of the cord; and
- (c) subject to subsection (7), a terminal for each cord referred to in paragraph (b) that provides an interruption of the circuit before the connecting cord is withdrawn.

(7) Where a terminal, other than a terminal described in paragraph (6)(c), is used, a legible sign that states that the electrical current is to be turned off before the connection or disconnection of an extension cord referred to in paragraph (6)(b) shall be posted

- (a) adjacent to the terminal; or
- (b) in the generator room or dog house.

(8) Electrical wiring in any space referred to in subsections (2) to (4) shall be

- (a) type SO, SOW or STW cords, as defined in the Canadian Standards Association Canadian Electrical Code, Part I, with connecting devices that prevent the accidental disconnection of any electrical cord and that provide an interruption of the circuit before any connecting cord is withdrawn;
- (b) encased in rigid threaded conduit; or
- (c) lead-covered armoured cable.

emplacements de classe I, division 2, définies dans le Code canadien de l'électricité, Partie I, de l'Association canadienne de normalisation, lorsque l'équipement est installé dans un endroit situé

- a) dans un rayon de 4 m de l'axe de la table de rotation ou de la cheminée de l'obturateur anti-éruption;
- b) dans un rayon de 4 m d'un vibreur à boue ou d'un séparateur de gaz atmosphérique;
- c) à l'intérieur de tout espace clos renfermant un bac à boue;
- d) à l'intérieur de tout espace clos renfermant un manifold d'engorgement; ou
- e) à l'intérieur de tout espace clos où des gaz combustibles peuvent s'accumuler.

(4) Un espace à l'extérieur des emplacements de classe I, division 2, mentionnés au paragraphe (3) est considéré comme étant exposé à des gaz inflammables momentanés s'il est

- a) dans un rayon de 20 m de l'axe de la table de rotation;
- b) à l'intérieur de la charpente du derrick; ou
- c) à l'intérieur de tout endroit fermé dont une partie se trouve dans un rayon de 20 m de l'axe de la table de rotation.

(5) Les espaces décrits aux alinéas (3)c), d) et e) peuvent être considérés comme des espaces exposés à des gaz inflammables momentanés lorsqu'un dispositif de ventilation mécanique active et des détecteurs de gaz y ont été installés et fonctionnent.

(6) L'équipement électrique installé dans les espaces décrits au paragraphe (4) doit être fabriqué de matériaux appropriés aux conditions climatiques de la région du programme de forage et doit

- a) avoir des jonctions et des raccordements qui sont entièrement fermés et scellés par des garnitures et des contacts filetés;
- b) avoir, pour les cordons prolongateurs, des dispositifs de branchement qui empêchent leur mise hors circuit accidentelle; et
- c) sous réserve du paragraphe (7), avoir pour chaque cordon prolongateur une boîte de jonction avec interrupteur.

(7) Lorsqu'une boîte de jonction, autre que celle décrite à l'alinéa (6)c), est utilisée, une pancarte lisible indiquant que le courant électrique doit être interrompu avant de brancher ou de débrancher un cordon prolongateur visé à l'alinéa (6)b) doit être affichée

- a) près de la boîte de jonction; ou
- b) dans la salle de la génératrice ou l'abri de sondeur.

(8) Les fils électriques de tout espace visé aux paragraphes (2) à (4) doivent être

- a) de type SO, SOW ou STW, tels que définis dans le Code canadien de l'électricité, Partie I, de l'Association canadienne de normalisation, et munis de raccords qui empêchent le débranchement accidentel d'un cordon électrique et qui permettent également d'interrompre le circuit avant de débrancher un cordon,
- b) enrobés dans des conduits filetés rigides, ou
- c) des câbles armés sous plomb.

39. (1) Every electrical installation on a drilling unit used to carry out a drilling program shall

- (a) comply with the Institute of Electrical and Electronics Engineers Recommended Practice for Electrical Installations on Shipboard, Standard 45-1977 or with such other code or standard that is equivalent or superior thereto; and
- (b) be explosion proof or pressurized where it is installed
 - (i) in any open space within 15 m horizontally of the rotary table of the drilling unit,
 - (ii) less than 3 m above the drill floor of the drilling unit or less than 10 m below the drill floor, or
 - (iii) within 3 m of a mud ditch, shale shaker, degasser or mud tank.

(2) Where combustible gases may accumulate in any enclosed area of a drilling unit and air is used to provide the pressure referred to in paragraph (1)(b), the air intake shall be located outside and as far as practicable from any area where combustible gases may accumulate.

(3) The primary circuits from the power plant serving a drilling unit shall be equipped with at least two manual shutoff switches each at a different location. SOR/80-641, s. 7.

Lighting

40. (1) During the course of a drilling program, all working areas shall be provided with adequate lighting.

(2) Subject to section 57, emergency lighting shall be provided during the course of a drilling program to illuminate the following areas on a drilling rig that is onshore or on a drilling unit, namely,

- (a) all communications centres;
- (b) the drill floor and the well control areas;
- (c) all stairways, exits, and machinery generator areas; and
- (d) any other place where illumination is necessary for well control.

(3) Emergency lighting shall be provided on a drilling unit to illuminate all passageways, the navigation control area and all survival craft embarkation stations.

Emergency Electrical Power

41. (1) Subject to section 57, every drilling rig that is onshore shall be equipped with an emergency electrical power system that is independent of the main source of electrical power for that rig and is capable of supplying sufficient power for the operation of all

- (a) warning systems,
- (b) emergency lighting,
- (c) alarm and communication systems,
- (d) well control systems, and
- (e) fire extinguishing systems

required by these Regulations in respect of the drilling rig.

39. (1) Toute installation électrique d'une unité de forage qui sert à l'exécution d'un programme de forage doit

- a) être conforme à la norme 45-1977 (*Recommended Practice for Electrical Installations on Shipboard*) du *Institute of Electrical and Electronics Engineers* ou à tout autre code ou norme au moins équivalents; et
- b) être à l'épreuve des explosions ou pressurisée lorsqu'elle est placée
 - (i) dans un espace à ciel ouvert se trouvant dans un rayon de 15 m horizontalement de la table de rotation de l'unité de forage,
 - (ii) à moins de 3 m au-dessus du plancher de l'unité de forage ou à moins de 10 m au-dessous du plancher de forage, ou
 - (iii) à moins de 3 m d'une goulotte à boue, d'un vibreur à boue, des dégazeurs ou des bacs à boue.

(2) Lorsque des gaz combustibles peuvent s'accumuler dans tout espace clos d'une unité de forage et que de l'air est utilisé pour fournir la pression mentionnée à l'alinéa (1)b), l'aspiration d'air doit être située à l'extérieur et aussi loin que possible de toute zone où des gaz combustibles peuvent s'accumuler.

(3) Les circuits primaires provenant de la station génératrice d'énergie qui dessert l'unité de forage doivent être munis d'au moins deux commutateurs de barrage, situés chacun à des endroits différents. DORS/80-641, art. 7.

Éclairage

40. (1) Au cours d'un programme de forage, toutes les zones de travail doivent être éclairées de façon adéquate.

(2) Sous réserve de l'article 57, un éclairage de secours doit être fourni au cours d'un programme de forage pour éclairer les zones suivantes d'un appareil de forage sur terre ou d'une unité de forage;

- a) tous les centres de communication;
- b) le plancher de forage et la zone de contrôle du puits;
- c) tous les escaliers, les sorties et les salles de génératrices; et
- d) tout autre endroit qui nécessite de l'éclairage pour le contrôle du puits.

(3) Sur une unité de forage, un éclairage de secours doit être prévu dans les couloirs, dans la salle de contrôle de navigation et aux stations d'embarquement des nacelles de survie.

Énergie électrique de secours

41. (1) Sous réserve de l'article 57, tout appareil de forage sur terre doit être muni d'un système d'énergie électrique de secours, indépendant de la source principale d'énergie électrique de cet appareil et capable de fournir suffisamment d'énergie pour faire fonctionner tous les

- a) systèmes d'alerte;
- b) dispositifs d'éclairage de secours;
- c) systèmes d'alarme et de communication;
- d) installations de contrôle du puits; et
- e) installations d'extinction d'incendie

prévus par le présent règlement relativement à l'appareil de forage.

(2) A drilling unit shall be equipped with an emergency electrical power supply system that is independent of the main source of electrical power for that drilling unit consisting of

(a) a prime mover and generator, located above the main deck at a location that is remote from the machinery housing, that is capable of supplying sufficient power for all systems including

(i) all navigational lighting and warning systems, emergency lighting, alarm and communication systems and fire extinguishing systems required by these Regulations in respect of the drilling unit,

(ii) any pumps that are essential for maintaining the trim of the drilling unit, and

(iii) any well disconnect systems that may be dependent on electrical power; and

(b) storage batteries capable of supplying sufficient power to operate for twenty-four continuous hours

(i) the marine radio required under the *Ship Station Radio Regulations* for transmitting or receiving on the distress frequency,

(ii) the navigation and obstruction lights,

(iii) the aircraft warning lights required by these Regulations in respect of the drilling unit, and

(iv) the lighting required by these Regulations in respect of communications and navigational control areas of the drilling unit.

(3) There shall be sufficient fuel available to operate the prime mover and generator referred to in paragraph (2)(a) for at least twenty-four continuous hours.

(4) Every drilling rig located on an ice platform shall be equipped with an emergency power supply system that is capable of supplying sufficient power for any well disconnect systems and is

(i) independent of the main source of power for the rig, and

(ii) remote from the machinery housing. SOR/80-641, s. 8.

Safeguards Against Combustible Gas Accumulation

42. Where, in any enclosed area on a drilling rig that is onshore, dangerous concentrations of combustible gases may accumulate, that area shall be equipped with gas monitors and a mechanical ventilation system.

42.1 Where all or part of any enclosed space containing non-explosive proof electrical fittings, such as a room used to monitor mud properties or examine drill cuttings, is located within 15 m of the well-bore, it shall be pressurized and fitted with an alarm to warn the occupants when there is a loss of pressure. SOR/80-641, s. 9.

43. Where, in any enclosed area on a drilling unit, dangerous concentrations of combustible gases may accumulate, an

(2) Une unité de forage doit être munie d'un système d'énergie électrique de secours, indépendant de la source principale d'énergie électrique de cette unité de forage et consistant en

a) un groupe électrogène, situé au-dessus du plancher principal à un endroit éloigné de la salle des machines, et capable de fournir suffisamment d'énergie pour toutes les installations, y compris

(i) tous les systèmes d'alerte et d'éclairage à la navigation, les systèmes de communication, d'alarme et d'éclairage d'urgence ainsi que les systèmes d'extincteur prescrits par le présent règlement relativement à une unité de forage,

(ii) toutes les pompes qui sont essentielles au maintien de l'équilibrage de l'unité de forage, et

(iii) tous les systèmes de débranchage de puits qui peuvent dépendre de l'énergie électrique; et

b) batteries d'accumulateurs capables de fournir suffisamment d'énergie pour faire fonctionner sans interruption pendant vingt-quatre heures

(i) la radio maritime prescrite par le *Règlement sur les stations radio de navires* pour transmettre ou recevoir sur la fréquence de détresse,

(ii) les lampes d'obstruction et de navigation,

(iii) les lampes de signalisation d'aéronefs prescrites par le présent règlement relativement à l'unité de forage, et

(iv) l'éclairage prescrit par le présent règlement relativement aux zones de communications et de contrôle naval de l'unité de forage.

(3) Il doit y avoir suffisamment de combustible disponible pour le fonctionnement du groupe électrogène mentionné à l'alinéa (2)a) sans interruption pendant au moins vingt-quatre heures.

(4) Tout appareil de forage situé sur une île de glace doit être doté d'un système d'énergie de secours capable de fournir suffisamment d'énergie pour tous les systèmes de débranchage de puits et qui est

(i) indépendant de la source principale d'énergie de l'appareil, et

(ii) éloigné de la salle des machines. DORS/80-641, art. 8.

Précautions de sécurité contre l'accumulation de gaz combustibles

42. Lorsque, dans un endroit clos d'un appareil de forage sur terre, des concentrations dangereuses de gaz combustibles peuvent s'accumuler, l'endroit doit être muni de détecteurs de gaz et d'un système de ventilation mécanique.

42.1 Tout endroit clos renfermant, en tout ou en partie, des accessoires électriques d'essai non explosifs, comme une pièce utilisée pour le contrôle des propriétés des boues ou l'examen des déblais de forage, et situé dans un rayon de 15 m du trou de forage, doit être pressurisé et doté d'un système d'alarme pour avertir les personnes qui s'y trouvent de toute baisse de pression. DORS/80-641, art. 9.

43. Lorsque, dans un endroit clos d'une unité de forage, des concentrations dangereuses de gaz combustibles peuvent s'ac-

alarm system shall be installed to warn of any such accumulation and the area shall be

- (a) ventilated with a mechanical ventilation system that is capable of completely changing all the air in the area once every two minutes;
- (b) maintained at a negative air pressure relative to the surrounding areas; and
- (c) monitored by gas detectors that are operative at all times.

43.1 Where, in any partially enclosed area on a drilling unit there is a possibility that combustible gases may accumulate, the Chief may require that gas detectors and alarms be fitted or that the area be ventilated. SOR/80-641, s. 10.

44. On every drilling unit a positive air pressure shall, where practicable, be maintained in the living accommodation areas and enclosed working areas in relation to the air pressure in the surrounding areas.

Firefighting Systems

45. (1) Every drilling rig and ancillary equipment thereto that is onshore and every drilling unit shall be designed, constructed and arranged to minimize, to the greatest extent practicable, the risk of fire.

(2) The hull, superstructure, bulkheads, decks and deck-houses of every drilling unit shall be constructed of steel or of a material that is as resistant to fire as steel.

46. (1) Every operator shall provide and maintain on each drilling unit or at each drilling rig that is onshore sufficient firefighting equipment of a type or types suitable to combat any class of fire that may occur on such unit or rig.

(2) The location and method of use of all firefighting equipment referred to in subsection (1) shall be set out in a notice that is posted in the living accommodation area of a drilling unit or, in the case of a drilling rig that is onshore, in the doghouse.

(3) Every operator shall ensure that every drilling rig that is onshore is equipped with

- (a) a spare outlet on the main boiler for the connection of a steam hose;
- (b) at least one dry chemical or equivalent non-freezing type fire extinguisher, having a U.L.C. rating of not less than 40 BC, readily accessible to
 - (i) each boiler,
 - (ii) the drill floor or doghouse,
 - (iii) the enclosure for the choke manifold,
 - (iv) any enclosure housing a fuel fired engine or heating unit, and
 - (v) any welding unit;
- (c) at least one dry chemical or equivalent non-freezing type fire extinguisher, having a U.L.C. rating of not less than 80 BC; and

cumuler, un système d'alarme doit y être installé pour signaler toute accumulation et l'endroit doit être

- a) ventilé à l'aide d'un système de ventilation mécanique qui peut changer entièrement l'air de la zone toutes les deux minutes;
- b) maintenu à une pression atmosphérique négative par rapport aux zones environnantes; et
- c) surveillé par des détecteurs de gaz qui fonctionnent en permanence.

43.1 Lorsque des gaz combustibles peuvent s'accumuler dans un endroit partiellement clos d'une unité de forage, le Directeur peut exiger que des détecteurs de gaz et des systèmes d'alarme soient installés ou que cet endroit soit ventilé. DORS/80-641, art. 10.

44. Sur une unité de forage, une pression atmosphérique positive doit être maintenue, si possible, dans les zones d'habitation et les zones de travail fermées, par rapport à la pression atmosphérique des zones environnantes.

Systèmes de lutte contre l'incendie

45. (1) Tout appareil de forage sur terre et l'équipement auxiliaire ainsi que toute unité de forage doivent être conçus, construits et disposés de façon à minimiser, dans la limite du possible, le danger d'incendie.

(2) La coque, la superstructure, les cloisons, les ponts et les roufs de toute unité de forage doivent être fabriqués d'acier ou d'un matériau qui ait une résistance au feu comparable à celle de l'acier.

46. (1) L'exploitant doit fournir et maintenir sur chaque unité de forage ou sur chaque appareil de forage sur terre suffisamment d'équipement de lutte contre l'incendie d'un type ou de types appropriés pour combattre tout genre d'incendie qui peut s'y déclarer.

(2) L'emplacement et le mode d'emploi de l'équipement de lutte contre l'incendie doivent être décrits dans un avis affiché dans la zone d'habitation d'une unité de forage ou, dans le cas d'un appareil de forage sur terre, dans l'abri de sondeur.

(3) Tout appareil de forage sur terre doit être muni

- a) d'une sortie de réserve sur la chaudière principale pour pouvoir connecter un boyau à vapeur,
- b) d'au moins un extincteur à poudre ou ingelable équivalent, ayant une cote U.L.C. d'au moins 40 BC, facilement accessible
 - (i) à chaque chaudière,
 - (ii) au plancher de forage ou à l'abri de sondeur,
 - (iii) à la salle du manifold d'engorgement,
 - (iv) à tout endroit clos renfermant un moteur à carburant ou un appareil de chauffage,
 - (v) à toute installation de soudure,
- c) d'au moins un extincteur à poudre ou ingelable équivalent, ayant une cote U.L.C. d'au moins 80 BC; et
- d) d'un équipement adéquat de lutte contre l'incendie comprenant des haches d'incendie et des extincteurs U.L.C. de

(d) adequate firefighting equipment, including fire axes and U.L.C. class A, B and C type extinguishers, located in the living quarters of the drill crew.

(4) Every drilling unit shall be equipped with

(a) a main firefighting system that includes

(i) at least two fire pumps each independently driven and each having sufficient capacity to produce two continuous streams of water, at a minimum pressure of 275 kPa and at a minimum rate of 200 l per minute, simultaneously from any two hydrants,

(ii) hydrants sufficient in number and located so that all living, working, machinery and storage areas of the drilling unit are within 15 m of a hydrant and within 45 m of a second hydrant,

(iii) a hydrant located on a side of the compartment containing the main internal combustion engines on the drilling unit and a second hydrant located on that side of the compartment opposite the site of the first hydrant, each equipped with hoses and fog nozzles or applicators suitable for spraying water on oil,

(iv) hoses equipped with nozzles or applicators at every hydrant located on the drilling unit,

(v) at least three combination nozzles that can be installed on any hose each of which is capable of emitting a stream of water or a stream of high velocity fog, and

(vi) adequate protection against freezing for all components of the system;

(b) where fire pumps are located above the water line of the drilling unit, a water storage tank installed at the main deck level of the drilling unit that is

(i) connected to at least two of the pumps referred to in subparagraph (a)(i),

(ii) of sufficient capacity to supply water to two outlets simultaneously at the rate specified in subparagraph (a)(i) for a minimum period of 15 minutes without replenishment,

(iii) equipped with a means of replenishment that is reliable and that has a flow capacity greater than the combined capacity of the water pumps connected to it, and

(iv) equipped with an alarm to warn that water in the tank is not sufficient to comply with subparagraph (ii);

(c) the following portable fire extinguishers located in readily accessible locations on a drilling unit, namely,

(i) one fire extinguisher having a U.L.C. rating of 20 BC or higher for each 225 m² of deck area in the galley,

(ii) five fire extinguishers having a U.L.C. rating of 20 BC or higher in the crew accommodation area,

(iii) six fire extinguishers having a U.L.C. rating of 20 BC or higher in the main engine room,

(iv) one fire extinguisher having a U.L.C. rating of 40 BC or higher in the main engine room,

(v) one fire extinguisher having a U.L.C. rating of 20 BC or higher in the boiler room,

(vi) one fire extinguisher having a U.L.C. rating of 20 BC or higher in the emergency generator room, and

classe A, B et C, situés dans les quartiers d'habitation de l'équipe de forage.

(4) Toute unité de forage doit posséder

(a) un système principal de lutte contre l'incendie comprenant

(i) au moins deux pompes à incendie fonctionnant indépendamment l'une de l'autre et ayant chacune une capacité suffisante pour produire deux jets d'eau continus, à une pression minimale de 275 kPa et à un débit minimal de 200 L/min, provenant simultanément de deux prises d'eau,

(ii) des prises d'eau en nombre suffisant et situées de façon que toutes les zones d'habitation, de travail, d'entreposage et de moteurs de l'unité de forage soient à moins de 15 m d'une prise d'eau et à moins de 45 m d'une deuxième prise d'eau,

(iii) une prise d'eau située sur un côté de la salle des moteurs principaux à combustion interne de l'unité de forage et une deuxième prise d'eau situé sur le côté opposé, chacune munie de boyaux et de lance-brouillard ou de manches diffuseurs capables de pulvériser l'eau sur le pétrole,

(iv) des boyaux munis de lances ou de manches à chaque prise d'eau située sur l'unité de forage,

(v) au moins trois lances combinées qui peuvent être fixées à tout boyau et capables de lancer un jet d'eau ou un brouillard d'eau à grande vitesse, et

(vi) une protection suffisante contre le gel pour tous les éléments du système;

b) lorsque des pompes à incendie sont situées au-dessus du niveau d'eau de l'unité de forage, un réservoir d'eau, installé au niveau du plancher principal de l'unité de forage, qui est

(i) relié à au moins deux des pompes mentionnées au sous-alinéa a)(i),

(ii) d'une capacité suffisante pour fournir de l'eau à deux prises en même temps, au débit mentionné au sous-alinéa a)(i), pendant une période minimale de 15 minutes sans ravitaillement,

(iii) muni d'un moyen de ravitaillement sûr et à capacité de débit plus élevée que la capacité combinée des pompes à incendie qui y sont reliées, et

(iv) muni d'un dispositif d'alarme qui prévient que la quantité d'eau du réservoir n'est pas suffisante pour satisfaire au sous-alinéa (ii);

c) les extincteurs portatifs suivants situés dans des zones facilement accessibles dans l'unité de forage:

(i) un extincteur ayant une cote U.L.C. d'au moins 20 BC pour chaque aire de plancher de 225 m² dans la cuisine,

(ii) cinq extincteurs ayant une cote U.L.C. d'au moins 20 BC dans la zone d'habitation de l'équipage,

(iii) six extincteurs ayant une cote U.L.C. d'au moins 20 BC dans la salle principale des machines,

(iv) un extincteur ayant une cote U.L.C. d'au moins 40 BC dans la salle principale des machines,

- (vii) at least one fire extinguisher having a U.L.C. rating of 20 BC or higher in any area where a fire hazard exists; and
- (d) the following firefighting equipment located at readily accessible locations on the drilling unit, namely,
 - (i) at least two proximity firefighting suits,
 - (ii) at least three or more fire axes located in the accommodation area, and
 - (iii) one portable electric drill with a supply of drill bits one of which is at least the 13 mm size.

(5) Exterior exits on all drilling units shall be clearly identified by signs. SOR/80-641, s. 11.

Fire Detectors and Alarm Systems

47. (1) Subject to section 57, a fire alarm system shall be installed

- (a) on every drilling rig that is onshore; and
- (b) at every camp associated with the drilling rig referred to in paragraph (a).

(2) The fire alarm system referred to in paragraph (1)(a) shall be interconnected with the fire alarm system referred to in paragraph (1)(b) where the drilling rig is within 50 m of the camp.

(3) Every room that is used as sleeping accommodation for a drill crew shall be equipped with a smoke detector and alarm.

(4) Every drilling unit shall be equipped with a fire alarm system that

- (a) is capable, on the activation of a detector, of automatically sounding a warning alarm;
- (b) indicates on a panel the location of the detector that triggered the alarm system; and
- (c) includes fire detectors located in
 - (i) the engine room,
 - (ii) each boiler room, and
 - (iii) each paint storage room.

Total Flooding System

48. (1) Every engine room, boiler room or paint storage room on a drilling unit shall be equipped with a carbon dioxide total flooding system or a total flooding system that gives equivalent fire protection and such system shall

- (a) include devices to warn personnel before activation; and
- (b) be controlled by a device located outside the room.

(v) un extincteur ayant une cote U.L.C. d'au moins 20 BC dans la chaufferie,

(vi) un extincteur ayant une cote U.L.C. d'au moins 20 BC dans la salle de la génératrice d'urgence, et

(vii) au moins un extincteur ayant une cote U.L.C. d'au moins 20 BC dans toute autre zone où il y a un danger d'incendie; et

d) l'équipement suivant de lutte contre l'incendie située dans des endroits facilement accessibles de l'unité de forage;

(i) au moins deux vêtements de lutte contre l'incendie, à proximité,

(ii) au moins trois haches d'incendie ou plus, situées dans les zones d'habitation, et

(iii) une perceuse électrique portative avec un ensemble de mèches dont l'une a au moins 13 mm de diamètre.

(5) Les sorties extérieures de toutes les unités de forage doivent être clairement indiquées par des écriteaux. DORS/80-641, art. 11.

Systèmes d'alarmes et de détection d'incendie

47. (1) Sous réserve de l'article 57, un système d'alarme doit être installé

- a) sur tout appareil de forage sur terre; et
- b) dans chaque campement associé à un appareil de forage sur terre.

(2) Le système d'alarme mentionné à l'alinéa (1)a doit être interconnecté au système d'alarme mentionné à l'alinéa (1)b lorsque l'appareil de forage est à moins de 50 mètres du campement.

(3) Toute pièce utilisée comme dortoir pour une équipe de forage doit être munie d'un détecteur de fumée avec alarme.

(4) Toute unité de forage doit être munie d'un système d'alarme

- a) capable, au déclenchement d'un détecteur d'incendie, de faire entendre automatiquement une sonnerie d'alarme;
- b) indiquant sur un tableau l'emplacement du détecteur qui a déclenché le système d'alarme; et
- c) comprenant des détecteurs d'incendie situés dans
 - (i) la salle des machines,
 - (ii) chaque chaufferie, et
 - (iii) chaque entrepôt de peinture.

Système de saturation

48. (1) Toute salle de machines, de chaufferie ou d'entrepôt de peinture dans une unité de forage doit être munie d'un système de saturation au gaz carbonique ou d'un système de saturation qui fournit une protection équivalente contre l'incendie; un tel système doit

- a) comprendre des dispositifs permettant de prévenir le personnel avant le déclenchement; et
- b) être contrôlé par un dispositif situé à l'extérieur de la salle.

(2) Every room referred to in subsection (1) shall be designed so that all ventilators, ports or other openings can be closed. SOR/80-641, s. 12.

*Internal Combustion Engines
On Drilling Rigs That Are Onshore*

49. (1) No person shall operate an internal combustion engine that is located within 20 m of the well-bore on any drilling rig that is onshore unless the exhaust pipe of the engine

- (a) is equipped with a spark arrestor;
- (b) is insulated or sufficiently cooled to prevent the ignition of combustible gases;
- (c) is directed away from the well-bore or other source of combustible gases; and
- (d) terminates at least 6 m from the vertical centre line of the well-bore;

(2) No person shall operate a diesel engine that is located within 20 m of the well-bore on a drill site that is onshore unless the engine is equipped with

- (a) air intake shut-off valves that can be activated by a remote control device that is readily accessible from the driller's station;
- (b) a system for injecting an inert gas into the engine's cylinders that can be activated by a remote control device that is readily accessible from the driller's station; or
- (c) an air duct that conveys air to the engine from a source that is located at least 20 m from the well.

(3) No person shall operate a spark ignition engine on a drilling rig

- (a) within a 15 m radius of the centre line of the rotary table;
- (b) within 3 m of the mud ditch, shale shakers, degassers or mud tanks; or
- (c) within any enclosed area on the drilling rig where combustible gases may accumulate.

Internal Combustion Engines on Drilling Units

50. (1) No person shall operate an internal combustion engine on a drilling unit where the air intake is

- (a) located inside any area where combustible gases may accumulate;
- (b) located less than 20 m from the centre line of the well-bore; or
- (c) directed toward the well-bore or any other potential source of combustible gases.

(2) No person shall operate a diesel engine within 20 m of the centre line of the rotary table unless

- (a) a steel wall separates the engine from the rotary table; and
- (b) the engine is equipped with
 - (i) air intake shut-off valves that can be activated by a remote control device that is readily accessible from the driller's station on the drilling rig, or

(2) La salle doit être conçue de façon que tous les ventilateurs, sorties et autres ouvertures puissent être fermés. DORS/80-641, art. 12.

Moteurs à combustion interne des appareils de forage sur terre

49. (1) Nul ne doit faire fonctionner un moteur à combustion interne situé à moins de 20 m du trou de sonde d'un appareil de forage sur terre à moins que le tuyau d'échappement du moteur

- a) ne soit muni d'une pare-étincelles;
- b) ne soit isolé ou suffisamment refroidi pour prévenir l'inflammation de gaz combustibles;
- c) ne soit orienté loin du trou de sonde ou de toute autre source de gaz combustibles; et
- d) ne prenne fin à au moins 6 m de l'axe vertical du trou de sonde.

(2) Nul ne doit faire fonctionner un moteur diesel situé à moins de 20 m du trou de sonde sur un emplacement de forage sur terre à moins que le moteur ne soit muni

- a) de vannes d'arrêt d'entrée d'air pouvant être actionnées par une commande à distance facilement accessible du poste de foreur;
- b) d'un système d'injection de gaz inerte dans les cylindres du moteur, pouvant être actionné par une commande à distance facilement accessible du poste de foreur; ou
- c) d'un conduit d'air qui apporte l'air vers le moteur, en provenance d'une source située à au moins 20 m du puits.

(3) Nul ne doit faire fonctionner un moteur à allumage commandé sur un appareil de forage

- a) dans un rayon de 15 m de l'axe de la table de rotation;
- b) dans un rayon de 3 m de la goulotte à boue, des vibrateurs à boue, des dégazeurs ou des bacs à boue; ou
- c) à l'intérieur d'un espace clos de l'appareil de forage où des gaz combustibles peuvent s'accumuler.

Moteurs à combustion interne sur les unités de forage

50. (1) Nul ne doit faire fonctionner un moteur à combustion interne sur une unité de forage lorsque l'entrée d'air est

- a) située à l'intérieur d'une zone où des gaz combustibles peuvent s'accumuler;
- b) située à moins de 20 m de l'axe du trou de sonde; ou
- c) dirigée vers le trou de sonde ou une autre source possible de gaz combustibles.

(2) Nul ne doit faire fonctionner un moteur diesel à moins de 20 mètres de l'axe de la table de rotation, à moins

- a) qu'un mur d'acier ne sépare le moteur diesel de la table de rotation; et
- b) qu'il ne soit muni
 - (i) de vannes d'arrêt d'entrée d'air pouvant être actionnées par une commande à distance facilement accessible du poste de foreur sur l'appareil de forage; ou

(ii) a flooding system for injecting an inert gas into the engine's cylinders that can be activated by a remote control device that is readily accessible from the driller's station on the drilling rig.

Helicopter Decks

51. (1) Every helicopter deck installed on a drilling unit shall be equipped with at least two hydrants and a hose for each hydrant that is equipped to produce a continuous stream of water or high velocity fog.

(2) At least one of the hydrants required under subsection (1) shall be located on a side of the helicopter deck opposite to the side on which another hydrant is located.

(3) Every helicopter deck on a drilling unit shall

(a) be equipped with

(i) one foam application system that is capable of delivering a foam solution at a rate of not less than 6 l per minute for each square metre of helicopter deck area for a continuous period of not less than five minutes, and

(ii) a minimum of 45 kg of dry fire extinguisher chemical in one or more portable containers, each of which has a nozzle or applicator capable of delivering the chemical; or

(b) be equipped with one foam applicator and 250 l of foam liquid and a fixed dry chemical fire extinguishing system.

(4) The fixed dry chemical fire extinguishing system referred to in paragraph (3)(b) shall consist of

(a) one dry chemical generator;

(b) two dry chemical trigger nozzles, each of which has a capacity of not less than 2 kg per second;

(c) two dry powder hoses each of which is not less than 30 m long; and

(d) 250 kg of dry chemical or 1.5 kg of dry chemical for each square metre of helicopter deck area, whichever is the greater.

Helicopter Refuelling Systems

52. A helicopter refuelling system installed on a drilling unit shall

(a) be isolated from any area that contains a source of ignition and from any area where combustible gases may accumulate;

(b) be protected against hazards of static electricity by grounding or by a closed electrical circuit in the pumping system used for refueling;

(c) where electric motors are used in the system, include only motors that are explosion proof;

(d) be operated in accordance with procedures approved by the Regional Superintendent, Air Carrier Operations of the Department of Transport;

(ii) d'un système de saturation pour l'injection de gaz inerte dans les cylindres du moteur, pouvant être actionné par une commande à distance facilement accessible du poste de foreur sur l'appareil de forage. DORS/80-641, art. 13.

Pont d'atterrissage pour hélicoptère

51. (1) Tout pont d'atterrissage pour hélicoptère, monté sur une unité de forage, doit être muni d'au moins deux prises d'eau et d'un boyau pour chaque prise d'eau capable de produire un jet d'eau continu ou un brouillard d'eau à grande vitesse.

(2) Au moins une des prises d'eau doit être située sur un côté du pont opposé à celui sur lequel une autre prise d'eau est située.

(3) Tout pont d'atterrissage pour hélicoptère d'une unité de forage doit

a) être muni

(i) d'un système d'application de mousse qui puisse fournir une solution de mousse sans interruption à un débit d'au moins 6 L par minute pour chaque mètre carré du pont d'atterrissage, pendant une période d'au moins 5 minutes, et

(ii) d'un minimum de 45 kg de produits chimiques secs pour extincteur dans un ou plusieurs contenants portatifs, dont chacun possède une lance ou un manche diffuseur susceptible de dispenser les produits chimiques secs; ou

b) être munie d'un manche à mousse et de 250 L de liquide émulseur et d'un système fixe d'extinction à produits chimiques secs.

(4) Le système fixe d'extinction mentionné à l'alinéa (3)b) doit se composer

a) d'une génératrice de produits chimiques secs,

b) de deux lances de commande de produits chimiques secs, ayant chacun une capacité d'au moins 2 kg par seconde;

c) de deux boyaux à poudre sèche ayant chacun une longueur d'au moins 30 m; et

d) de la plus grande des valeurs suivantes: 250 kg de produits chimiques secs, ou 1,5 kg de produits chimiques secs pour chaque mètre carré du pont d'atterrissage.

Systèmes de mazoutage des hélicoptères

52. Un système de mazoutage d'hélicoptère placé sur une unité de forage doit

a) être isolé de toute zone possédant une source d'inflammation et de toute zone où des gaz combustibles peuvent s'accumuler;

b) être protégé contre les dangers d'électricité statique par une prise de terre et par un circuit électrique fermé se trouvant dans le système de pompage utilisé pour le mazoutage;

c) comprendre, lorsque des moteurs électriques sont utilisés dans le système, seulement des moteurs anti-déflagrants;

d) être exploité conformément aux procédures approuvées par le surintendant régional des activités des transporteurs aériens du ministère des Transports;

(e) include storage tanks that are protected against mechanical damage and excessive temperatures, and

(i) positioned in a location and fitted with a device that allows the tanks to be released overboard in an emergency with the control for the release device at a safe distance from the tanks, or

(ii) surrounded by a steel enclosure capable of containing 50 per cent of the volume of the tanks and fitted with a drainage system for the area within the enclosure; and

(f) include a drainage system around any pump. SOR/80-641, s. 14.

Ventilation of Machinery Rooms

53. (1) Every doorway, ventilator or other opening in any machinery room on a drilling unit shall be equipped with a door, shutter or other barrier capable of closing each such opening and the means of control for such door, shutter or barrier shall be located outside the room.

(2) Where a machinery room on a drilling unit is equipped with a forced air ventilation system, the system shall have at least two master controls.

(3) One of the controls referred to in subsection (2) shall be located outside the machinery room.

Communications

54. (1) A radio or telephone communication system together with an emergency back-up system shall be installed and maintained in an operational condition at every site where drilling operations are being carried out.

(2) Subject to section 57, a voice communication system shall be installed between every drilling rig and the accommodation area of the drill crew.

(3) Every drilling unit shall be equipped with a radio communication system that includes

(a) a very high frequency marine radio telephone;

(b) a single side-band radio;

(c) a very high frequency aviation radio;

(d) a low frequency radio-homing beacon;

(e) a radio capable of communicating with any support craft used in connection with the drilling operations; and

(f) a facility for transmitting written data to and from the shore base.

(4) The operator shall comply with any law of Canada or any regulations made thereunder that is applicable to the licensing and operation of the radio communication equipment or system required by this section.

(5) Every drilling unit shall be equipped with

(a) an internal telephone system; and

(b) a public address system that has speakers placed in such locations that any transmission made by the system is audible to all personnel on the drilling unit. SOR/80-641, s. 15.

e) comprendre des réservoirs de stockage protégés des avaries mécaniques et des températures excessives, et

(i) placés dans un endroit et dotés d'un dispositif qui permet de les jeter par-dessus bord si nécessaire, la commande de dégagement étant située à une distance sûre des réservoirs, ou

(ii) entourés d'une enceinte d'acier dont la capacité est de 50 pour cent du volume des réservoirs et qui est dotée d'un système de drainage pour l'aire entourée par l'enceinte; et

f) comprendre un système de drainage autour de chaque pompe. DORS/80-641, art. 14.

Ventilation des salles des machines

53. (1) Les entrées de porte, ventilateurs ou autres ouvertures de la salle des machines d'une unité de forage doivent avoir une porte, un volet d'obturation ou autre fermeture, susceptible de fermer chacune de ces ouvertures, et dont les moyens de commande doivent être situés à l'extérieur du local.

(2) Lorsque la salle des machines d'une unité de forage est munie d'un système de ventilation à air forcé, ce système doit avoir au moins deux contrôles principaux.

(3) Un des contrôles doit être situé à l'extérieur de la salle des machines.

Communications

54. (1) Un système de communication radiophonique ou téléphonique ainsi qu'un système de secours en attente doivent être installés et maintenus en état de fonctionnement à chaque emplacement de forage.

(2) Sous réserve de l'article 57 un système de liaison phonique doit être fournie entre l'appareil de forage et les zones d'habitation de l'équipe de forage.

(3) Toute unité de forage doit être munie d'un système de communication radiophonique qui comprend

a) un radiotéléphone marin à très haute fréquence;

b) une radio à bande latérale simple;

c) une radio d'aviation à très haute fréquence;

d) une radiobalise de retour au repos de basse fréquence;

e) une radio capable d'entrer en contact avec tout véhicule de service utilisé en liaison avec les opérations de forage; et

f) un système de transmission des données écrites de et vers la station côtière.

(4) L'exploitant doit se conformer aux lois et règlements du Canada applicables à l'octroi des permis et à l'exploitation de l'équipement ou du système de communication radiophonique exigé par le présent article.

(5) Toute unité de forage doit être munie

a) d'un réseau téléphonique interne; et

b) d'une installation de communication au public dont les hauts-parleurs sont situés à des endroits appropriés sur l'unité de forage, pour que tout le personnel puisse entendre les messages. DORS/80-641, art. 15.

Alarm Systems

55. Every drilling unit shall be equipped with

- (a) alarm systems to alert supervisory personnel of the presence of toxic or combustible gases; and
- (b) a general alarm system to alert all personnel when the safety of any person or the security of the drilling unit or well is threatened.

Hoisting Equipment

56. (1) Hoisting equipment, including cranes, pedestals or other mounts, that are not part of the drilling rig on a drilling unit, shall be designed, constructed and load-tested in accordance with the *Tackle Regulations*.

(2) Every crane that is used on a drilling unit shall have

- (a) a load capacity chart that specifies boom angle and safe working loads for each block posted inside the crane control cab;
- (b) load measuring devices for the main block, where the load rating of the crane is more than five tonnes; and
- (c) boom and block travel limiting devices.

(3) All crane hooks used on a drilling unit shall be equipped with safety catches.

(4) The capacity of all slings used on a drilling unit shall be clearly and permanently marked thereon.

Small Drilling and Service Rigs

57. Subsections 38(2), 40(2), 41(1), 46(3), 47(1) and 54(2), paragraph 75(3)(c) and section 111.2 do not apply to drilling rigs and service rigs that have an applied power of less than 375 kW or equivalent to the rotary table and main hoist. SOR/80-641, s. 16.

Diving Operations

58. (1) Where diving operations are carried out during the course of a drilling program, the operator shall

- (a) equip the drilling unit or a drilling rig located on an ice platform with diving apparatus suitable for the depth at which a diver may be required to work; and
- (b) submit to the Chief;
 - (i) a complete description and the plans of the diving equipment to be used,
 - (ii) a statement of the diving procedures to be used, and
 - (iii) a statement of the qualifications of each diver to be employed.

(2) The description and plans submitted under paragraph (1)(b) shall include complete specifications, drawings and schematics of life support and ancillary systems, including the

Système d'alarme

55. Toute unité de forage doit être munie

- a) de systèmes d'alarme pour avertir le personnel de surveillance de la présence de gaz toxiques ou combustibles; et
- b) d'un système d'alarme générale pour avertir tout le personnel lorsque la sécurité d'une personne, de l'unité de forage ou du puits est menacée.

Équipement de hissage

56. (1) L'équipement de hissage, y compris les grues, paliers ou autres montures qui ne font pas partie de l'appareil de forage sur une unité de forage, doit être conçu, construit et essayé en charge conformément au *Règlement sur l'outillage de chargement*.

(2) Toute grue utilisée sur une unité de forage doit être munie

- a) d'un tableau de capacités de charge, situé à l'intérieur de la cabine de commande de la grue et précisant l'angle du mât et les possibilités de chargement en toute sécurité pour chaque poulie,
- b) de dispositifs de mesure de charge pour la poulie principale, lorsque le taux de chargement de la grue est supérieur à cinq tonnes; et
- c) de dispositifs de limitation de trajet du mât et de la poulie.

(3) Tous les crochets de la grue utilisés sur une unité de forage doivent être munis de crans de sécurité.

(4) La capacité de toutes les élingues utilisées sur une unité de forage doit être indiquée de façon claire et permanente sur les élingues.

Petits appareils de forage et de soutien

57. Les paragraphes 38(2), 40(2), 41(1), 46(3), 47(1), 54(2), l'alinéa 75(3)c) et l'article 111.2 ne s'appliquent pas aux appareils de forage et aux appareils de soutien ayant une force motrice réelle de moins de 375 kW ou l'équivalent à la table de rotation et au treuil principal. DORS/80-641, art. 16.

Travaux de plongée

58. (1) Lorsque des travaux de plongée sont effectués dans le cadre d'un programme de forage, l'exploitant doit

- a) munir l'unité de forage ou un appareil de forage installé sur une île de glace, d'un appareil de plongée convenant à la profondeur à laquelle un plongeur peut être amené à travailler; et
- b) fournir au Directeur
 - (i) la description complète et les caractéristiques de l'équipement de plongée utilisé,
 - (ii) un énoncé des procédés de plongée utilisés, et
 - (iii) un énoncé des compétences de chaque plongeur employé.

(2) La description et les caractéristiques énoncées à l'alinéa (1)b) doivent comprendre les spécifications, les plans et les schémas d'installations de survie et d'installations auxiliaires, y

diving bell and deck chambers, and such other information as the Chief may request. SOR/80-641, s. 17.

59. (1) Where diving operations are carried out during the course of a drilling program, divers shall not, except in the case of an emergency involving the safety of personnel, descend to and ascend from or carry out operations at a work site located at a depth of 55 m or more unless such operations are performed from a diving vehicle such as a submarine, an armoured diving suit or a submersible bell.

(2) Every diving vehicle referred to in subsection (1) shall be

- (a) fitted with life support systems, observation ports, external lights, communications systems, a means of crossing the air-water interface in a safe manner and a means of guiding the diving vehicle to the diver's underwater work site; and
- (b) capable of returning the occupants safely to the surface in the event of failure of the air supply, the power supply or the primary hoisting mechanism.

Blowout Preventer Requirements

60. (1) Where drilling and related operations are being carried out below the conductor casing of a well, a diverter or blowout preventer system shall be installed on the well-head.

(2) A blowout preventer system installed pursuant to subsection (1) shall be capable of being activated from the drill floor of a drilling rig and from one other location remote from the well-head.

(3) Where hydraulic control lines are used to activate a blowout preventer system, the lines shall be fire resistant.

(4) A drilling system to be used in an offshore operation shall be designed to provide a means of installing on and removing from the well-head the blowout preventer system installed pursuant to subsection (1).

(5) Subject to subsection (6), each blowout preventer system installed pursuant to subsection (1) shall have a rated working pressure in accordance with section 107.

(6) The rated working pressure of a blowout preventer system installed pursuant to subsection (1) shall not be less than 13 MPa.

(7) A blowout preventer system installed pursuant to subsection (1) shall be equipped with

- (a) a control panel whose functions are clearly identified thereon and in full view and within easy access of the driller's station;
- (b) a control panel in addition to the control panel described in paragraph (a), located in a readily accessible and protected location remote from the drill floor;
- (c) a secondary control system and a secondary source of operating power capable of activating the blowout prevent-

compris la cloche de plongée et les chambres de décompression, ainsi que toute autre information que le Directeur peut demander. DORS/80-641, art. 17.

59. (1) Lorsque des travaux de plongée sont effectués dans le cadre d'un programme de forage, les plongeurs ne doivent pas, à l'exception d'un cas d'urgence mettant en cause la sécurité du personnel, effectuer des travaux ni descendre à un lieu de travail situé à une profondeur de 55 mètres ou plus et en remonter, à moins que de tels travaux ne soient effectués à partir d'un véhicule de plongée comme un sous-marin, un scaphandre de plongée ou une cloche de plongée.

(2) Le véhicule de plongée doit

- a) être muni d'installations de survie, de sabords d'observations, de lumières extérieures, de systèmes de communication, d'un dispositif de franchissement de l'interface air-eau en toute sécurité et d'un moyen de diriger le véhicule de plongée vers l'emplacement de travail sous-marin du plongeur; et
- b) pouvoir amener les occupants à la surface en toute sécurité dans l'éventualité d'un manque d'air, d'une défaillance de la force motrice ou d'une défaillance du treuil principal.

Obturbateurs anti-éruption

60. (1) Lorsque des opérations de forage et des travaux connexes doivent être effectués au-dessous du tubage initial du puits, un déflecteur ou un système d'obturateurs anti-éruption doit être mis en place sur la tête de puits.

(2) Le système d'obturateurs anti-éruption doit pouvoir être actionné à partir du plancher de forage d'un appareil de forage et d'un autre emplacement éloigné de la tête de puits.

(3) Lorsque des boyaux à commande hydrauliques sont utilisés pour faire fonctionner un système d'obturateurs anti-éruption, les boyaux doivent être à l'épreuve du feu.

(4) Le système de forage devant être utilisé dans une opération au large des côtes doit être conçu de façon que le système d'obturateurs anti-éruption puisse être installé sur ou enlevé de la tête de puits.

(5) Sous réserve du paragraphe (6), chaque système d'obturateurs anti-éruption doit avoir une capacité limite de pression conforme à l'article 107.

(6) La pression nominale d'un système d'obturateurs anti-éruption mis en place selon le paragraphe (1) doit être d'au moins 13 MPa.

(7) Un système d'obturateurs anti-éruption doit être muni

- a) d'un panneau de commande dont les fonctions sont clairement identifiées et qui est bien en vue et d'accès facile du poste de forage;
- b) d'un panneau de commande supplémentaire, situé dans un endroit protégé, facilement accessible et éloigné du plancher de forage;
- c) d'un système de commande secondaire et d'une source secondaire d'énergie susceptibles de faire fonctionner les obturbateurs anti-éruption dans l'éventualité d'une panne de

ers in case the primary control system or primary power source fails;

(d) a control system that is capable of closing

(i) any ram-type preventer within thirty seconds of activation,

(ii) any annular-type blowout preventer smaller than 450 mm bore diameter within 45 seconds of activation, and

(iii) any other type of preventer within 60 seconds of activation;

(e) where the well is onshore, an accumulator and a recharging system located in a readily accessible and protected area at least 20 m from the drill floor.

(8) Any accumulator in a hydraulic blowout preventer control system installed on a well-head during the drilling of a well shall be capable of closing and opening the annular-type preventer and one of the ram-type preventers in one continuous sequence of operations without recharging.

(9) The blowout preventer system installed pursuant to subsection (1) shall be designed to permit the maintenance, retrieval and replacement of any major component of the system while maintaining well control. SOR/80-641, s. 18.

61. (1) Subject to subsection (2), section 60 does not apply in the case of a test hole or a well that is drilled for a purpose other than

(a) the production of oil or gas;

(b) exploring for oil or gas;

(c) obtaining water to inject into an underground formation; or

(d) the injecting of gas, air, water or other substance into an underground formation.

(2) Notwithstanding subsection (1), the Chief may direct that a diverter or blowout preventer system be installed on any test hole or well referred to in that subsection during the drilling of the test hole or well.

62. Equipment for the purpose of well control shall

(a) have sufficient structural strength to withstand normal loading conditions associated with drilling and related operations; and

(b) be protected against the effects of all environmental conditions that may reasonably be anticipated.

Casing

63. (1) Every operator shall submit to the Chief for approval the casing setting depths, the casing program and the casing cementing program for each test hole or well that he intends to drill.

(2) Any casing to be used in a well shall be new pipe or, subject to subsection (3), reconditioned pipe.

(3) No reconditioned pipe shall be used as casing unless it has been inspected by an approved method and found to have adequate strength for its intended purpose.

l'installation principale de commande ou de la source principale de force motrice;

d) d'un système de commande susceptible de fermer

(i) un obturateur à machoires en moins de trente secondes de marche,

(ii) un obturateur anti-éruption de type annulaire de moins de 450 mm de diamètre d'alésage en moins de 45 secondes de marche, et

(iii) tout autre type d'obturateur en moins de 60 secondes de marche;

e) lorsque le puits est sur terre, d'un accumulateur et d'un système de recharge placés dans une zone protégée et facilement accessible à au moins 20 m du plancher de forage.

(8) Tout accumulateur d'un système de contrôle d'obturateurs anti-éruption hydraulique installé sur une tête de puits au cours du forage d'un puits doit pouvoir fermer et ouvrir l'obturateur de type annulaire et un des obturateurs à machoire dans une même suite d'opérations sans être rechargé.

(9) Le système d'obturateurs anti-éruption doit être conçu de façon à permettre l'entretien, la récupération et le remplacement de toute partie constituante principale du système tout en conservant le contrôle du puits. DORS/80-641, art. 18.

61. (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'article 60 ne s'applique pas dans le cas d'un trou d'essai ou d'un puits foré dans un but autre que

a) la production de pétrole ou de gaz naturel;

b) la prospection de pétrole et de gaz naturel;

c) l'obtention d'eau à injecter dans une formation souterraine; ou

d) l'injection de gaz, d'air, d'eau ou de toute autre substance dans une formation souterraine.

(2) Le Directeur peut ordonner qu'un déflecteur ou un système d'obturateurs anti-éruption soit installé sur un trou d'essai ou sur un puits mentionné au paragraphe (1), au cours du forage du trou d'essai ou du puits.

62. L'équipement de contrôle d'un puits doit

a) posséder une robustesse suffisante pour résister aux conditions de charge normale reliées aux opérations de forage et aux travaux connexes; et

b) être protégé contre les effets de toutes les conditions environnementales raisonnablement prévisibles.

Tubages

63. (1) L'exploitant doit présenter pour approbation par le Directeur la profondeur du tubage, le programme de tubage et le programme de cimentation du tubage pour chaque trou d'essai ou puits qu'il désire forer.

(2) Le tubage devant être utilisé dans un puits doit être constitué de conduites neuves ou, sous réserve du paragraphe (3), de conduites remises en état.

(3) Aucune conduite remise en état ne doit être utilisée comme tubage à moins d'avoir été vérifiée selon des méthodes approuvées, et jugée d'une robustesse satisfaisante pour les besoins prévus.

(4) Where a floating drilling unit is used to drill a well, the conductor casing for that well shall be designed to have sufficient structural strength to support the load imposed by the marine riser and by the diverter or blowout preventers.

(5) When designing the conductor casing referred to in subsection (4) the support provided by the conductor pipe may be taken into account.

64. (1) The casing to be installed on any well shall be designed to withstand burst, collapse, tension, bending, buckling or other stresses that are known to exist or that may reasonably be expected to exist.

(2) The design of any well casing shall be based on formulae listed in American Petroleum Institute Bulletin 5C2, Fifteenth Edition, January 1974 using the performance ratings for casing published by the manufacturer of the casing.

(3) The minimum design factors used in the design of well casings shall be

- (a) 1.33 for burst, for surface and intermediate casing;
- (b) 1.0 for burst, for conductor casing, production casing and liners;
- (c) 1.0 for collapse; and
- (d) 1.6 for tension.

65. (1) Subject to subsection 76(3), the casing to be installed in any well shall be designed to withstand burst pressures using the following assumptions:

- (a) the maximum internal pressure in the conductor casing and surface casing is 22 kPa/m of depth to which it is run;
- (b) the maximum internal pressure in intermediate casing is equal to,
 - (i) for a well that is onshore, 50 per cent of the maximum anticipated formation fluid pressure at the depth to which the well is to be drilled prior to setting a further casing, and
 - (ii) for a well that is offshore, 75 per cent of the maximum anticipated formation fluid pressure at the depth to which the well is to be drilled prior to setting a further casing;
- (c) the maximum internal pressure for production casing is the maximum reservoir pressure;
- (d) the maximum internal pressure determined in accordance with paragraphs (b) and (c) is reduced by an internal pressure equivalent to a head of methane gas that extends from the well-head to the depth to which the well is to be drilled prior to setting a further casing;
- (e) for surface and intermediate casing, an external pressure exists that is equivalent to a head of water from the casing shoe to the top of the highest known water table.

(2) For the purposes of paragraph (1)(b), where the formation fluid pressure is not known, the formation fluid pressure at any depth shall be assumed to be 11 kPa/m of well depth.

(4) Lorsqu'une unité de forage flottante est utilisée pour forer un puits, le tubage initial doit être calculé de façon à posséder une robustesse de fabrication suffisante pour supporter la charge imposée par la colonne montante marine ainsi que par le déflecteur ou les obturateurs anti-éruption.

(5) Lors du calcul du tubage initial, la résistance fournie par le tubage guide peut être prise en considération.

64. (1) Le tubage à installer dans un puits doit être calculé pour supporter l'explosion, l'écrasement, la traction, le cintrage, le flambage ou autres contraintes que l'on sait exister ou que l'on peut raisonnablement soupçonner d'exister.

(2) Le calcul du tubage d'un puits doit être basé sur les formules énoncées dans le bulletin 5C2 de l'American Petroleum Institute, quinzième édition, janvier 1974, en utilisant les capacités de rendement pour le tubage fournies par le fabricant du tubage.

(3) Les coefficients minimaux de calcul utilisés dans le calcul des tubages d'un puits doivent être de

- a) 1,33 pour l'explosion, pour le tubage de surface et le tubage protecteur;
- b) 1,0 pour l'explosion, pour le tubage initial, le tubage de production et les tubages partiels;
- c) 1,0 pour l'écrasement; et
- d) 1,6 pour la traction.

65. (1) Sous réserve du paragraphe 76(3), le tubage à installer dans un puits doit être calculé pour supporter les pressions d'explosion, en utilisant les hypothèses suivantes:

- a) la pression interne maximale dans le tubage initial et le tubage de surface est de 22 kPa/m de profondeur de tubage;
- b) la pression interne maximale dans le tubage protecteur est égale,
- (i) pour un puits sur terre, à 50 pour cent de la pression maximale prévue du fluide de formation à la profondeur à laquelle le puits doit être foré avant d'installer le tubage suivant, et
- (ii) pour un puits au large des côtes, à 75 pour cent de la pression maximale prévue du fluide de formation à la profondeur à laquelle le puits doit être foré avant d'installer le tubage suivant;
- c) la pression interne maximale pour le tubage de production est la pression maximale du réservoir;
- d) la pression interne maximale déterminée selon les alinéas b) et c) est réduite d'une pression interne équivalente à une pression de gaz méthane qui s'étend de la tête de puits à la profondeur à laquelle le puits doit être foré avant d'installer le tubage suivant;
- e) pour le tubage de surface et le tubage protecteur, il existe une pression externe équivalente à une charge d'eau allant du sabot de tubage jusqu'à la plus haute surface connue de nappe libre.

(2) Aux fins de l'alinéa (1)b), lorsque la pression du fluide de formation n'est pas connue, elle est présumée être de 11 kPa/m de profondeur de puits.

66. (1) The casing to be installed on any well shall be designed to withstand collapse loading based on the following assumptions:

- (a) the hydrostatic head of the drilling fluid in which the casing is run acts on the exterior of the casing at any given depth;
- (b) the conductor or permafrost casing and surface casing is
 - (i) completely evacuated, where the well is onshore,
 - (ii) 50 per cent evacuated, where the well is offshore;
- (c) the intermediate casing and other protective casing is at least 50 per cent evacuated; and
- (d) the casing used for production purposes is completely evacuated.

(2) For the purpose of subsection (1), the effect of axial stresses on collapse resistance shall be taken into account.

67. Well casing shall be designed to withstand tensile loading based on the following assumptions:

- (a) the weight of casing is its weight in air; and
- (b) the tensile strength of the casing is the yield strength of the casing wall or of the joint, whichever is the lesser.

68. (1) Where casing liners are used in lieu of full casing strings, the casing liner and the casing to which it is attached shall together meet the relevant design criteria set out in sections 64 to 67.

(2) Notwithstanding sections 64 to 67, any casing design criteria, other than the criteria set out in those sections, may be applied to casing to be used if the operator submits details of the design criteria that shows that the design criteria submitted, if followed, provides casing, the safety of which is equivalent or superior to the safety of the casing designed in accordance with those sections.

69. The setting depth of any casing string shall be based on relevant geological and engineering data.

70. (1) Where normal pressure conditions exist and permafrost is absent or is present in consolidated formations, the casing program shall, in respect of an exploratory well that is onshore, include

- (a) conductor pipe or conductor casing, or both, set to a depth sufficient to ensure the return of drilling fluids;
- (b) surface casing set in a competent formation at a depth of not less than 150 m and not more than four times the depth of the previous conductor casing or 500 m, whichever is greater; and
- (c) intermediate casing set at a depth to ensure that at least 25 per cent of the hole is cased during all drilling operations below surface casing.

(2) Where normal pressure conditions exist and permafrost is known or believed to exist in unconsolidated formations, the casing program shall, in respect of an exploratory well that is onshore, include

66. (1) Le tubage à installer sur un puits doit être calculé pour supporter une charge d'écrasement basée sur les hypothèses suivantes:

- a) la charge hydrostatique du fluide de forage dans lequel le tubage est dirigé agit sur l'extérieur du tubage à toute profondeur donnée;
- b) le tubage initial ou de pergélisol et le tubage de surface sont
 - (i) entièrement évacués dans le cas d'un puits sur terre,
 - (ii) évacués à 50% dans le cas d'un puits au large des côtes;
- c) le tubage protecteur et autre tubage de protection sont évacués au moins à 50%; et
- d) le tubage utilisé pour la production est entièrement évacué.

(2) Aux fins du paragraphe (1), l'effet des efforts axiaux sur la résistance à l'écrasement doit être considéré.

67. Le tubage de puits doit être calculé pour supporter une charge de traction basée sur les hypothèses suivantes:

- a) le poids du tubage est son poids dans l'air; et
- b) la résistance à la traction du tubage est la moindre des deux limites élastiques suivantes: celle de la paroi du tubage, ou celle du joint.

68. (1) Lorsque des tubages partiels sont utilisés à la place de colonnes complètes de tubage, le tubage partiel et le tubage auquel il est relié doivent tous deux répondre aux critères pertinents de calcul énoncés aux articles 64 à 67.

(2) Des critères de calcul de tubage, autres que ceux énoncés dans les articles 64 à 67, peuvent être appliqués au tubage à utiliser, si l'exploitant présente des précisions à leur sujet, indiquant qu'ils fournissent une sécurité équivalente ou supérieure aux critères énoncés dans ces articles.

69. La profondeur de toute colonne de tubage doit être basée sur les données techniques et géologiques pertinentes.

70. (1) Lorsque des conditions normales de pression existent et que le pergélisol est absent ou est présent en formations consolidées, le programme de tubage doit, dans le cas d'un puits de prospection sur terre, comprendre

- a) un tubage guide ou un tubage initial ou les deux, fixés à une profondeur suffisante pour garantir le retour des fluides de forage;
- b) un tubage de surface installé dans une formation compétente, à une profondeur qui n'est ni inférieure à 150 mètres ni supérieure à la plus élevée des deux valeurs suivantes: 4 fois la profondeur du tubage initial précédent, ou 500 mètres; et
- c) un tubage protecteur installé à une profondeur qui assure qu'au moins 25% du trou est cuvelé au cours de toutes les opérations de forage au-dessous du tubage de surface.

(2) Lorsqu'il existe des conditions normales de pression et qu'il est connu ou soupçonné que le pergélisol existe en formations non consolidées, le programme de tubage doit, dans le cas d'un puits de prospection sur terre, comprendre

- (a) conductor pipe or conductor casing set in accordance with paragraph (1)(a);
- (b) permafrost casing set at a depth of 150 m below ground level where permafrost occurs to a depth greater than 150 m;
- (c) surface casing that is at least 100 m but not more than 300 m below the base of the permafrost where permafrost occurs to a depth greater than 150 m or that is set in accordance with paragraph (1)(b) if permafrost occurs to a depth of less than 150 m; and
- (d) intermediate casing set in accordance with paragraph (1)(c).

(3) Where normal pressure conditions exist, the casing program shall, in respect of any exploratory well that is offshore, include

- (a) conductor pipe set at a minimum depth of 10 m below the seafloor;
- (b) one or more conductor casings set at a depth not exceeding 250 m below the seafloor unless a diverter system is installed on a cemented conductor pipe or previous conductor casing in which case the conductor casing shall be set at a depth not deeper than the greater of
 - (i) four times the depth of the previous conductor casing or cemented conductor pipe, and
 - (ii) 500 m;
- (c) surface casing set at a depth to ensure that at least 25 per cent of the well-bore is cased at all times; and
- (d) intermediate casing as required to protect the well against anticipated pressures or difficult hole conditions and to ensure that at least 25 per cent of the well-bore is cased at all times while drilling below surface casing.

(4) Notwithstanding subsections (1) to (3), the Chief may,

- (a) where abnormal pressure conditions are known to exist or are anticipated, require the operator to install casing in addition to the casing required by those subsections; and
- (b) where the operator provides data to show that an equivalent degree of safety to that required by subsections (1) to (3) is provided with different casing setting depths, approve casing setting depths other than those required by those subsections.

(5) An operator may, with the approval of the Chief, install additional casing in a well, including production casing and liners, below the intermediate casing referred to in paragraphs (1)(c), (2)(d) and (3)(d).

(6) No operator shall set any casing in a well unless he has received approval from the Chief for the depth at which the casing may be set.

a) un tubage guide ou un tubage initial installé conformément à l'alinéa (1)a);

b) un tubage de pergélisol installé à une profondeur de 150 mètres au-dessous du niveau du sol lorsque le pergélisol se produit à une profondeur supérieure à 150 mètres;

c) un tubage de surface qui est à au moins 100 mètres, sans dépasser 300 mètres, au-dessous de la base du pergélisol, lorsque ce dernier se produit à une profondeur supérieure à 150 mètres, ou qui est installé conformément à l'alinéa (1)b), si le pergélisol se produit à une profondeur inférieure à 150 mètres; et

d) un tubage protecteur conforme à l'alinéa (1)c).

(3) Dans les conditions normales de pression, le programme de tubage doit comprendre, dans le cas d'un puits de prospection au large des côtes,

a) un tubage guide installé à une profondeur minimale de 10 mètres au-dessous des fonds marins;

b) un ou plusieurs tubages initiaux installés à une profondeur ne dépassant pas 250 mètres au-dessous des fonds marins, excepté lorsqu'un déflecteur est installé sur un tubage guide cimenté ou sur le tubage initial précédent, auquel cas le tubage initial doit être installé à une profondeur non supérieure à la plus grande des deux valeurs suivantes:

- (i) 4 fois la profondeur du tubage initial précédent ou du tubage guide cimenté, ou
- (ii) 500 mètres;

c) un tubage de surface installé à une profondeur telle qu'au moins 25% du trou de sonde soit cuvelé en permanence; et

d) un tubage protecteur nécessaire pour protéger le puits contre les pressions prévues ou les conditions difficiles du trou, et assurer qu'au moins 25% du trou de sonde est cuvelé en permanence lors du forage au-dessous du tubage de surface.

(4) Nonobstant les paragraphes (1) à (3), le Directeur peut

a) lorsque l'on connaît ou prévoit la présence de pressions anormales, obliger l'exploitant à installer du tubage supplémentaire en plus du tubage prescrit par lesdits paragraphes; et

b) lorsque l'exploitant fournit des données qui révèlent qu'un degré de sécurité équivalent à celui exigé par les paragraphes (1) à (3) est fourni par l'installation du tubage à d'autres profondeurs, approuver l'installation du tubage à des profondeurs différentes de celles prescrites auxdits paragraphes.

(5) Un exploitant peut, avec l'approbation du Directeur, mettre en place du tubage supplémentaire dans un puits, y compris un tubage de production et un tubage partiel, au-dessous du tubage protecteur mentionné aux alinéas (1)c), (2)d) et (3)d).

(6) Aucun exploitant ne doit installer de tubage dans un puits à moins que le Directeur n'approuve la profondeur à laquelle il peut être installé.

Cementation of Casing

71. The mixture of the cement to be used and the procedure to be followed in the cementing of casing strings in a well shall be designed to

- (a) prevent the movement of formation fluids in the casing-formation annuli or casing-casing annuli;
- (b) provide support for the casing; and
- (c) retard corrosion of the casing.

72. (1) The conductor casing and permafrost casing shall be cemented where practicable from the shoe of the casing to the surface.

(2) Surface casing shall, unless otherwise approved by the Chief, be cemented to the surface of the well or to a depth that is not less than 25 m above the base of any previous casing string.

(3) Intermediate casing shall be cemented with sufficient cement to

- (a) isolate all hydrocarbon or potable water zones;
- (b) isolate abnormally pressured intervals from normally pressured intervals; and
- (c) rise to a minimum of 300 m above the casing shoe or 150 m above the base of the permafrost. SOR/80-641, s. 19.

73. Where practicable, every casing liner shall be cemented for its full length.

Marine Riser

74. (1) Every marine riser shall be capable of

- (a) furnishing access to the well;
- (b) isolating the well-bore from the sea;
- (c) withstanding the differential pressure of the drilling fluid relative to the sea;
- (d) withstanding wave and current forces; and
- (e) permitting the drilling fluid to be returned to the drilling unit or drilling rig located on an ice platform.

(2) Every marine riser shall be supported in a manner that effectively isolates it from the forces caused by the motion of the drilling unit or drilling rig located on an ice platform. SOR/80-641, s. 20.

Drilling Fluid System

75. (1) The drilling fluid system, including the drilling fluid, the circulating system and the associated monitoring and maintenance equipment used during a drilling operation shall be capable of

- (a) preventing the uncontrolled entry of formation fluids into the well-bore;
- (b) allowing proper well evaluation;
- (c) coping with all lithological, operational, pressure, temperature and other well conditions that may be encountered; and

Cimentation de tubage

71. Le mélange de ciment et la technique à utiliser pour la cimentation des colonnes de tubage dans un puits doivent être conçus pour

- a) empêcher le mouvement des fluides de formation dans les espaces annulaires tubages/formation ou les espaces annulaires tubages/tubage;
- b) fournir un appui au tubage; et
- c) retarder la corrosion du tubage.

72. (1) Le tubage initial et le tubage de pergélisol doivent être cimentés, si possible, à partir du sabot de tubage jusqu'à la surface.

(2) Le tubage de surface doit, à moins d'indication contraire du Directeur, être cimenté jusqu'à la surface du puits ou à une profondeur qui n'est pas inférieure à 25 m au-dessus de la base de tout train de tubage antérieur.

(3) Le tubage protecteur doit être cimenté avec suffisamment de ciment pour

- a) isoler toutes les zones d'hydrocarbures ou d'eau potable;
- b) isoler les intervalles à pression anormale des intervalles à pression normale; et
- c) monter jusqu'à 300 m au-dessus du sabot de tubage ou 150 m au-dessus de la base du pergélisol, selon la moindre des deux mesures. DORS/80-641, art. 19.

73. Si possible, le tubage partiel doit être cimenté sur toute sa longueur.

Colonne montante marine

74. (1) Toute colonne montante marine doit pouvoir

- a) fournir un accès au puits;
- b) isoler le trou de sonde de la mer;
- c) supporter la différence de pression entre le liquide de forage et la mer;
- d) résister à la force du courant et des vagues; et
- e) permettre au fluide de forage de retourner à l'unité de forage ou à l'appareil de forage situé sur une île de glace.

(2) Toute colonne montante marine doit être supportée d'une façon qui l'isole efficacement des contraintes occasionnées par le mouvement de l'unité de forage ou de l'appareil de forage situé sur une île de glace. DORS/80-641, art. 20.

Système de fluides de forage

75. (1) Le système de fluides de forage, y compris le fluide de forage, le système de circulation et l'équipement de contrôle et d'entretien connexe utilisés au cours des opérations de forage, doit pouvoir

- a) empêcher l'entrée incontrôlée des fluides de formation à l'intérieur du trou de sonde;
- b) permettre une évaluation adéquate du puits;
- c) faire face à toutes les conditions de lithologie, de travaux, de pression, de température et à toutes les autres conditions du puits qui peuvent se produire; et

(d) removing excess drill solids, weighting material and formation fluids from the drilling fluid.

(2) The combined capacity of the drilling fluid tanks of every drilling fluid system shall be not less than

(a) 120 m³ for a well that is onshore and 180 m³ for a well that is offshore; or

(b) 50 per cent of the aggregate of the volume of the hole and the marine riser.

(3) The equipment provided to monitor the drilling fluid of every drilling fluid system shall include

(a) a mud pit level indicator with a warning device to alert personnel of mud volume gains and losses;

(b) a mud volume measuring device that accurately determines the mud volume used to fill the hole on trips;

(c) subject to section 57, a mud-return or full-hole indicator that monitors drilling fluid returns;

(d) equipment to test the physical and chemical properties of the drilling fluid entering and leaving the hole, including density, viscosity, water loss, filter cake, salinity, pH, solids content and gel strengths; and

(e) automatic gas detecting, measuring and recording devices that trip an automatic audio alarm to warn of any increase in the gas content of the drilling fluid.

(4) The indicators and alarms required pursuant to subsection (3) shall be strategically located on the drilling rig to alert any drilling supervisor.

(5) Subject to subsection (6), every operator shall provide a means of disposing of drilling fluid, drill cuttings and gas separated from the drilling fluid.

(6) The means referred to in subsection (5) shall require the approval of the Chief.

Air, Foam and Gas Drilling

[SOR/80-641, s. 21]

76. (1) An operator may drill a well using air, gas, foam or other fluid in the circulatory system if such procedure is approved by the Chief.

(2) Where air or gas is used in the circulatory system referred to in subsection (1), the operator shall install and maintain

(a) a rotating head capable of diverting the return air or gas flow into a bleed-off line that is as straight as practicable and not less than 50 m in length;

(b) where formations that may contain hydrogen sulphide are being drilled, a hydrogen sulphide monitor continuously on the bleed-off line;

(c) a device to provide a continuous source of ignition at the end of the bleed-off line; and

(d) a reserve volume of mud that is

d) enlever du fluide de forage les solides excédentaires de forage, le matériel de charge et les fluides de formation.

(2) La capacité d'ensemble des réservoirs de fluides de forage ne doit pas être inférieure à

a) 120 m³ pour un puits sur terre et 180 m³ pour un puits au large des côtes; ou

b) 50 pour cent de la capacité maximale du trou et de la colonne montante marine.

(3) L'équipement prévu pour contrôler le fluide de forage de chaque système de fluide de forage doit comprendre

a) un indicateur de niveau de bac à boue ayant un dispositif d'avertissement pour alerter le personnel des augmentations et des pertes de quantité de boue;

b) un dispositif de mesure de la quantité de boue qui établit précisément la quantité de boue utilisée pour remplir le puits pendant les remontées de la tige;

c) sous réserve de l'article 57, un indicateur de retour de boue ou un indicateur plein puits qui contrôle les retours du fluide de forage;

d) l'équipement pour vérifier les propriétés chimiques et physiques du fluide de forage pénétrant dans le puits et en sortant, y compris la densité, la viscosité, la perte d'eau, le cake de boue, la salinité, le pH, la teneur en solides et la résistance au gel; et

e) des dispositifs automatiques de détection, de mesure et d'enregistrement du gaz qui déclenchent une alarme sonore automatique pour avvertir de toute augmentation de la teneur en gaz du fluide de forage.

(4) Les indicateurs et les alarmes prescrits au paragraphe (3) doivent être placés de façon stratégique sur l'appareil de forage de façon à alerter tout surveillant du forage.

(5) Sous réserve du paragraphe (6), l'exploitant doit fournir un moyen d'élimination du fluide de forage, des déblais de forage et du gaz extraits du fluide de forage.

(6) Le moyen d'élimination doit recevoir l'approbation du Directeur.

Forage à l'air, à la mousse et au gaz

76. (1) Un exploitant peut forer un puits en utilisant de l'air, du gaz, de la mousse ou tout autre fluide injecté dans le système de circulation si un tel procédé est approuvé par le Directeur.

(2) Lorsque de l'air ou du gaz est utilisé dans le système de circulation, l'exploitant doit installer et entretenir

a) une tête rotative capable de dévier le débit de retour d'air ou de gaz vers un tuyau de fuite aussi droit que possible et d'une longueur d'au moins 50 m;

b) lorsque des formations pouvant contenir de l'hydrogène sulfuré sont forées, un contrôleur d'hydrogène sulfuré continuellement sur le tuyau de fuite;

c) un dispositif pour fournir une source continue d'allumage à l'extrémité du tuyau de fuite; et

d) une quantité de réserve de boue qui est

- (i) in suitable condition to be pumped into the well without delay
- (ii) equal in volume to at least 1.5 times the volume of the hole, and
- (iii) not less than 1200 kg/m³ in density.

(3) Where air, gas or foam is used in the circulatory system referred to in subsection (1), the blowout preventer system and casing program shall be designed to contain the maximum formation pressure that may be encountered.

Testing Equipment

77. (1) Any equipment used in a formation flow test shall have the capacity to

- (a) reverse circulate the test string;
- (b) conduct the flow from the well through the surface control valve to the choke manifold; and
- (c) treat, store, burn or otherwise dispose of the fluids produced during the testing operation.

(2) The rated working pressure of formation flow test equipment and related equipment shall be equal to or greater than the maximum shut-in formation pressure that may reasonably be anticipated.

(3) The formation flow test equipment referred to in subsection (1) shall include a downhole safety valve that permits closure of the test string above the packer.

(4) Any formation flow test equipment used in testing a well that is offshore and drilled with a floating drilling unit shall have a subsea test tree that includes

- (a) a valve that
 - (i) may be operated from the surface, and
 - (ii) automatically closes when there is a failure in any part of the formation flow equipment; and
- (b) a release system that permits the test string to be hydraulically or mechanically disconnected within or below the blowout preventers.

Manuals

78. (1) Every operator shall prepare an operating manual for all normal drilling and related operations carried out by him and for all abnormal conditions or situations that can be reasonably anticipated during drilling operations.

(2) A copy of the operating manual referred to in subsection (1) shall be

- (a) readily accessible at each drilling site and on each drilling unit where drilling operations are being carried out; and
- (b) on the request of the Chief, submitted to the Chief.

Contingency Plans

79. (1) Every operator shall ensure that contingency plans have been formulated and that equipment is available to cope

- (i) en assez bon état pour être pompée sans délai dans un puits,
- (ii) égale en volume à au moins 1,5 fois le volume du puits, et
- (iii) d'une densité d'au moins 1 200 kg/m³.

(3) Lorsque de l'air, du gaz ou de la mousse est utilisé dans le système de circulation, le système d'obturateurs anti-éruption et le programme de tubage doivent être conçus pour recevoir la pression maximale de formation pouvant se produire.

Équipement d'essai

77. (1) L'équipement d'essai utilisé au cours d'un essai d'écoulement de formation doit pouvoir

- a) inverser la circulation du train d'essai;
- b) diriger l'écoulement à partir du puits, à travers la soupape de contrôle de surface jusqu'au manifold d'engorgement; et
- c) traiter, emmagasiner, brûler ou autrement éliminer les fluides produits au cours de l'essai.

(2) La pression nominale de marche de tout équipement d'essai d'écoulement de formation et de l'équipement connexe doit être égale ou supérieure à la pression statique maximale de formation raisonnablement prévisible.

(3) L'équipement d'essai d'écoulement de formation doit comprendre une soupape de sécurité dans le trou de sonde qui permette la fermeture du train d'essai au-dessus du packer.

(4) Tout équipement d'essai d'écoulement de formation utilisé dans l'essai d'un puits au large des côtes, foré à l'aide d'une unité de forage flottante, doit comporter une tête de puits d'essai sous-marine complète munie

- a) d'une soupape de fermeture qui
 - (i) peut être manœuvrée de la surface, et
 - (ii) se ferme automatiquement lorsqu'il y a une défectuosité dans l'équipement utilisé pour l'essai d'écoulement; et
- b) d'un système d'interruption qui permet au train d'essai d'être débranché de façon mécanique ou hydraulique à l'intérieur ou au-dessous des obturateurs anti-éruption.

Manuels

78. (1) L'exploitant doit préparer un manuel de fonctionnement pour toutes les opérations de forage normales et les travaux connexes effectués par lui et pour toutes les conditions ou situations anormales qui peuvent être raisonnablement prévues pendant les opérations de forage.

- (2) Un exemplaire du manuel de fonctionnement doit être
 - a) facilement accessible à chaque emplacement de forage et sur chaque unité de forage où des opérations de forage sont en cours; et
 - b) présenté au Directeur, à sa demande.

Imprévus

79. (1) L'exploitant doit s'assurer que des dispositions ont été prises et que de l'équipement est disponible pour faire face

with any foreseeable emergency situation during a drilling program, including

- (a) a serious injury to or the death of any person;
- (b) a major fire;
- (c) the loss of or damage to support craft;
- (d) the loss or disablement of a drilling unit or a drilling rig;
- (e) the loss of well control;
- (f) arrangements for the drilling of a relief well should such become necessary;
- (g) hazards unique to the site of the drilling operation; and
- (h) spills of oil or other pollutants.

(2) The plans referred to in subsection (1) shall provide for coordination with any existing local or national contingency plans.

- (3) A copy of the plans referred to in subsection (1) shall be
 - (a) readily accessible at each drilling rig and on each drilling unit where drilling operations are being carried out; and
 - (b) on the request of the Chief, submitted to the Chief.

PART II

AUTHORITY TO DRILL A WELL

80. (1) No person shall

- (a) drill a well unless authorized by an Authority to Drill a Well; or
- (b) re-enter any well that has been suspended unless the re-entry has been authorized by the Chief.

(2) The approval of an application for an Authority to Drill a Well shall be on condition that the operator commences drilling under that Authority to Drill a Well within 120 days of the day the Authority to Drill a Well was approved.

(3) Where the re-entry of a well has been authorized pursuant to paragraph (1)(b), the authorization shall be on condition that the operator commences the re-entry of the well within 120 days of the authorization.

(4) No person shall drill a test hole unless authorized in writing by the Chief.

Notification

81. Every operator shall notify the Chief in writing at least 45 days prior to commencement of

- (a) the construction of any artificial island or ice platform,
- (b) the spud-in of any proposed well, or
- (c) the re-entry of a well that has been suspended,

of the day such construction, spud-in or re-entry, as the case may be, is to commence. SOR/80-641, s. 22.

à toute situation d'urgence au cours d'un programme de forage, y compris

- a) des blessures graves ou la mort d'une personne;
- b) un incendie important;
- c) la perte ou l'endommagement d'un véhicule de service;
- d) la perte ou l'incapacité de fonctionner d'une unité de forage ou d'un appareil de forage;
- e) la perte de contrôle d'un puits;
- f) les dispositions pour forer, au besoin, un puits de secours;
- g) les risques inhérents à l'emplacement des travaux de forage; et
- h) les fuites de pétrole ou d'autres polluants.

(2) Les dispositions doivent se prêter à la coordination avec toute mesure d'urgence déjà établie au niveau local ou national.

- (3) Un exemplaire des dispositions doit être
 - a) facilement accessible à chaque appareil de forage et à chaque unité de forage où des opérations de forage sont en cours; et
 - b) présenté au Directeur, à sa demande.

PARTIE II

AUTORISATION DE FORER UN PUIT

80. (1) Nul ne doit

- a) forer un puits à moins d'en avoir reçu l'autorisation; ni
- b) réintégrer un puits dont les travaux ont été suspendus à moins d'avoir obtenu l'autorisation du Directeur.

(2) L'approbation d'une demande d'autorisation de forer un puits est accordée à la condition que l'exploitant commence le forage dans les 120 jours qui suivent la date d'approbation.

(3) Lorsque la réintégration d'un puits a été autorisée conformément à l'alinéa (1)b), l'autorisation est accordée à la condition que l'exploitant reprenne les travaux du puits dans les 120 jours qui suivent la date de l'autorisation.

(4) Nul ne doit forer un trou d'essai à moins d'avoir obtenu l'autorisation écrite du Directeur.

Avis

81. L'exploitant doit, au moins 45 jours avant le début

- a) de la construction d'une île artificielle ou d'une île de glace,
- b) du démarrage du forage de tout puits; ou
- c) de la réintégration d'un puits dont les travaux ont été suspendus,

aviser le Directeur, par écrit, de la date du début de la construction, du démarrage ou de la réintégration, selon le cas. DORS/80-641, art. 22.

Application

82. (1) Every operator shall submit to the Chief an application for an Authority to Drill a Well not less than 21 days prior to the date he plans to spud-in.

(2) The application required under subsection (1) shall be in a form satisfactory to the Chief and shall include

- (a) the name of the well;
- (b) the geographical coordinates of the well;
- (c) the proposed depth of the well;
- (d) the name of the drilling contractor and the identification of the drilling rig or drilling unit to be used;
- (e) the proposed spud-in date of the well and estimated time required to drill the well;
- (f) the proposed drilling program including any program for the taking of conventional cores, wireline logs or formation flow tests;
- (g) the casing program and the volume of cement estimated to be used;
- (h) where the proposed well is onshore,
 - (i) the elevation of the ground surface at the well-head, and
 - (ii) the elevation of the rotary table;
- (i) where the proposed well is offshore,
 - (i) the elevation of the rotary table, and
 - (ii) the depth of the water at the drill site;
- (j) the geological prognosis and prospective horizons; and
- (k) such other information as the Chief may require.

(3) The application required under subsection (1) shall be in triplicate and shall be accompanied by

- (a) three copies of the tentative survey plan described in section 87;
- (b) a copy of the well prognosis referred to in section 89; and
- (c) a copy of any approved plan referred to in section 88.

Authorization

83. (1) Subject to subsection 80(2), the application for Authority to Drill a Well referred to in subsection 82(2) shall, when approved by the Chief, constitute authority for the operator to drill a well.

(2) The approval of the Authority to Drill a Well referred to in subsection (1) is on condition that the drilling of the well is in accordance with the particulars of paragraphs 82(2)(a) to (f) required to be included in the application submitted by the operator unless otherwise authorized by the Chief.

Withholding of Approval

84. The Chief may withdraw the Authority to Drill a Well where the safety of operations becomes uncertain owing to

- (a) the level of performance of the drilling rig, drilling unit or any support craft being demonstrably less than the level of performance indicated in the application for a Drilling Program Approval submitted by the operator; or

Demande

82. (1) L'exploitant doit présenter au Directeur sa demande d'autorisation de forer un puits, au moins 21 jours avant la date prévue du démarrage du forage.

(2) La demande doit être présentée en la forme que le Directeur juge satisfaisante et comprendre

- a) le nom du puits;
- b) les coordonnées géographiques du puits;
- c) la profondeur prévue du puits;
- d) le nom de l'entrepreneur chargé du forage et une identification de l'appareil de forage ou de l'unité de forage;
- e) la date prévue du démarrage du forage et la durée du forage du puits;
- f) le programme de forage prévu, y compris tout programme de prélèvement de carottes classiques, de diagraphie par câble ou d'essai d'écoulement de formation;
- g) le programme de tubage et la quantité de ciment que l'on prévoit utiliser;
- h) lorsque le puits prévu est sur terre,
 - (i) l'altitude de la surface du terrain au niveau de la tête du puits, et
 - (ii) l'altitude de la table de rotation;
- i) lorsque le puits prévu est au large des côtes,
 - (i) l'altitude de la table de rotation, et
 - (ii) la profondeur de l'eau à l'emplacement du forage;
- j) les pronostics géologiques et les horizons prometteurs; et
- k) tout autre renseignement que le Directeur peut exiger.

(3) La demande doit être présentée en trois exemplaires et accompagnée

- a) de trois copies du plan de relevé provisoire décrit à l'article 87;
- b) d'une copie des pronostics du puits mentionnés à l'article 89; et
- c) d'une copie de tout plan approuvé mentionné à l'article 88.

Autorisation

83. (1) Sous réserve du paragraphe 80(2), la demande d'autorisation de forer un puits une fois approuvée par le Directeur, constitue l'autorisation accordée à l'exploitant pour le forage du puits.

(2) L'approbation de l'autorisation de forer un puits est accordée à la condition que le forage du puits soit exécuté conformément aux détails des alinéas 82(2)a) à f) dont l'inclusion est requise dans la demande présentée par l'exploitant, à moins d'autorisation contraire du Directeur.

Retrait de l'approbation

84. Le Directeur peut retirer l'autorisation de forer le puits lorsque la sécurité des travaux devient incertaine du fait que

- a) le niveau de fonctionnement de l'appareil de forage, de l'unité de forage ou de tout véhicule de service est inférieur au niveau de fonctionnement indiqué dans la demande d'autorisation de forer le puits; ou

(b) the environmental conditions encountered in the area of the drilling program for which the Authority to Drill a Well was approved pursuant to subsection 83(1), being more severe than those predicted by the operator when the Drilling Program Approval was approved pursuant to section 11.

Surface Improvements

85. (1) No person shall drill a well that is onshore within 100 m from any surface improvement unless that person

(a) justifies to the Chief the drilling of the well within a lesser distance; and

(b) establishes to the Chief that the operation can be conducted without damage or threat to the surface improvement.

(2) A test hole may be drilled at a location within 100 m of a surface improvement if the operation can be conducted without damage to the surface improvement.

(3) Where a well is to be drilled within 5 km of a licensed airport, the operator shall advise the Regional Director, Airways, Department of Transport, of the proposed location of the well not later than the date on which he submits the application for an Authority to Drill a Well in respect of that well.

(4) No well shall be drilled that may penetrate a mineral deposit where there are mining operations or where mining operations may be undertaken unless measures, satisfactory to the Chief, are taken to

(a) protect the mineral deposits from damage or loss of value; or

(b) prevent interference with the mining operation.

Location of Well

86. (1) The location of a well is subject to the approval of the Chief.

(2) The surface location of a development well shall be selected and the drilling procedures for that well designed to ensure that the well intersects the reservoir at a point consistent with good reservoir engineering practice.

87. Where the proposed well is offshore, the operator shall

(a) prepare a tentative survey plan showing the location of the proposed well; and

(b) describe the survey system that will be used to establish the position of the well.

88. (1) Where a proposed well is onshore and is to be located within 100 m of the normal high water mark of a body of water or permanent stream, the operator shall submit evidence that he has obtained prior written approval of his plan to prevent pollution of the water from such regulatory bodies as may have jurisdiction in respect of the drill site.

(2) The plans referred to in subsection (1) shall

(a) indicate the elevation of the land and water surfaces adjoining the drill site;

b) les conditions environnementales existant dans la zone où se déroule le programme de forage pour lequel l'autorisation a été accordée conformément au paragraphe 83(1) sont plus dangereuses que celles prévues par l'exploitant au moment où l'approbation du programme de forage était accordée conformément à l'article 11.

Aménagement en surface

85. (1) Nul ne doit forer un puits sur terre dans un rayon de 100 m d'un aménagement en surface, à moins de

a) justifier au Directeur la nécessité d'un tel forage; et

b) prouver au Directeur que les travaux peuvent être effectués sans dommage ni menace à l'aménagement en surface.

(2) Un trou d'essai peut être foré à un endroit qui est à moins de 100 m d'un aménagement en surface pourvu que les travaux soient effectués sans dommage à l'aménagement en surface.

(3) Lorsqu'un puits doit être foré à moins de 5 km d'un aéroport, l'exploitant doit avertir le Directeur régional des routes aériennes du ministère des Transports, de l'emplacement proposé du puits au plus tard à la date à laquelle il présente la demande d'autorisation de forer le puits.

(4) Nul puits ne doit être foré s'il peut pénétrer un gisement minéral dans lequel des travaux miniers sont exécutés ou peuvent être entrepris excepté lorsque des mesures agréées par le Directeur sont prises pour

a) protéger les gisements minéraux contre les dommages ou la dépréciation, ou

b) empêcher toute interférence avec les travaux miniers.

Emplacement d'un puits

86. (1) L'emplacement d'un puits est subordonné à l'approbation du Directeur.

(2) L'emplacement superficiel d'un puits de développement doit être choisi et les procédés de forage de ce puits conçus de façon à assurer que le puits pénètre dans le réservoir à un point conforme aux bonnes pratiques d'exploitation de réservoir.

87. Lorsque le puits proposé est au large des côtes, l'exploitant doit

a) préparer un plan de relevés provisoire indiquant l'emplacement du puits proposé; et

b) décrire le système de relevés qui sera utilisé pour déterminer la position du puits.

88. (1) Lorsqu'un puits prévu sur terre doit être situé à moins de 100 m de la ligne normale des hautes eaux d'une nappe d'eau ou d'un cours d'eau permanent, l'exploitant doit faire la preuve qu'il a obtenu au préalable une approbation écrite de son plan de prévention de la pollution de l'eau, des organismes de réglementation compétents relativement à l'emplacement de forage.

(2) Le plan doit

a) indiquer la hauteur de la surface de l'eau et celle du territoire entourant l'emplacement du forage;

- (b) describe any special problems at the drill site;
- (c) include details of the construction and maintenance of dikes, reservoirs and other installations intended to be constructed; and
- (d) provide particulars in respect of the method to be used to dispose of mud, oil, water or other fluids associated with the proposed drilling operations.

Well Prognosis

89. (1) Every operator shall prepare a well prognosis to supplement information submitted in accordance with section 8.

(2) The well prognosis referred to in subsection (1) shall include information in respect of

- (a) all surface and subsurface conditions that may affect the drilling of the well;
- (b) the manner in which the program for the drilling of a well has been designed to overcome the meteorological and oceanographic conditions referred to in the application for Drilling Program Approval; and
- (c) any other matter in respect of the proposed well on the request of the Chief.

(3) The well prognosis referred to in subsection (1) shall be divided into the following parts:

(a) part one of the prognosis shall provide general information in respect of the proposed well, including the proposed well name, well classification and, where the proposed well is a development well, the coordinates of the location at which the well is designed to penetrate the production interval or injection interval;

(b) part two of the prognosis shall provide information in respect of surface conditions in the vicinity of the well that may affect the safety and efficiency of operations and, where the well is offshore, the anticipated meteorological and oceanographic conditions and the topography and composition of the seafloor;

(c) part three of the prognosis shall provide information in respect of the subsurface conditions anticipated at the proposed drill site that may affect the safety and efficiency of the drilling operations and shall include

- (i) the depth and thickness of geological formations and the depth of geological markers,
- (ii) the depth and nature of formations where problems such as lost circulation zones, swelling shale zones and permafrost zones are anticipated,
- (iii) where the proposed well is offshore, the anticipated depth of unconsolidated sand and gravel below the seafloor; and

(d) part four of the prognosis shall provide information to demonstrate that the drilling program is suitable for the surface and subsurface conditions described in paragraph (c) including

- (i) the equipment, procedures and resources to be employed to protect the natural environment in the vicinity of the proposed well,

b) mentionner tous les problèmes particuliers à l'emplacement du forage;

c) fournir les détails de construction et d'entretien des digues, des réservoirs et des autres installations devant être construits; et

d) fournir les détails relatifs à la méthode utilisée pour l'évacuation de la boue, du pétrole, de l'eau et des autres fluides reliés aux opérations prévues de forage.

Pronostics de puits

89. (1) L'exploitant doit préparer les pronostics de puits, en sus de l'information présentée conformément à l'article 8.

(2) Les pronostics doivent fournir l'information relative à

a) toutes les conditions du sol et du sous-sol qui peuvent avoir un effet sur le forage du puits;

b) la manière dont le programme de forage du puits a été conçu pour surmonter les conditions météorologiques et océanographiques mentionnées dans la demande d'approbation du programme de forage; et

c) toute autre sujet concernant le projet de puits, à la demande du Directeur.

(3) Les pronostics doivent être divisés comme suit:

a) la première partie doit fournir des renseignements généraux concernant le puits, y compris le nom proposé du puits, la classification du puits et, lorsque le puits proposé est un puits de développement, les coordonnées de l'emplacement auxquelles le puits est censé pénétrer l'intervalle de production ou l'intervalle d'injection;

b) la deuxième partie doit fournir des renseignements concernant les conditions du sol, aux environs du puits, qui peuvent avoir un effet sur la sûreté et l'efficacité des travaux et, lorsque le puits est au large des côtes, les conditions météorologiques et océanographiques prévues ainsi que la topographie et la composition des fonds marins;

c) la troisième partie doit fournir des renseignements sur les conditions du sous-sol prévues à l'emplacement proposé du forage qui peuvent avoir un effet sur la sûreté et l'efficacité des opération de forage, et doit inclure

- (i) la profondeur et l'épaisseur des formations géologiques, et la profondeur des repères géologiques,
- (ii) la profondeur et la nature des formations où des problèmes, tels que zones de perte de circulation, zones de schistes gonflants et zones de pergélisol, sont prévus,
- (iii) lorsque le puits projeté est au large des côtes, la profondeur prévue du sable et du gravier non consolidés au-dessous des fonds marins; et

d) la quatrième partie doit fournir des renseignements démontrant que le programme de forage convient aux conditions du sol et du sous-sol mentionnées à l'aliné c), y compris

- (i) l'équipement, les procédés et les ressources utilisées pour protéger l'environnement naturel avoisinant le puits,
- (ii) les détails du programme de tubage et de cimentation du puits projeté,

- (ii) the details of the casing and cementing program to be used in respect of the proposed well,
- (iii) the variations in the blowout preventer and drilling fluid systems from those described in the Drilling Program Approval in respect of the proposed well, and
- (iv) the well evaluation and termination program.

Performance Bond and Financial Responsibility

90. As a condition of the approval of a Drilling Program Approval every operator shall, prior to the commencement of any drilling,

- (a) furnish to the Minister a performance bond in a form and in an amount satisfactory to the Minister requiring the surety named therein to terminate the well and leave the drill site in a satisfactory condition in the event of the failure of the operator to comply with these Regulations; and
- (b) furnish evidence to the Minister, in a form satisfactory to the Minister, that he is financially able to meet any financial liability that may be incurred as a result of the drilling of a well.

Surrender of Permit or Lease

91. The surrender of any permit or lease issued in accordance with the *Canada Oil and Gas Land Regulations* in respect of an area specified in a Drilling Program Approval and for which an Authority to Drill a Well has been approved shall not relieve an operator of the responsibility for the proper abandonment of any well drilled by the operator in that area.

PART III

AUTHORIZED ENTRY, INSPECTION AND INVESTIGATIONS

Conservation Engineers

92. A conservation engineer may inspect, at any time,
- (a) the operations at any drill site; and
 - (b) the drilling rig, drilling unit and any other equipment referred to in an application for Drilling Program Approval.

93. No person may enter a drill site that is onshore or a safety zone established in accordance with section 101 for offshore drilling unless that person is authorized to enter by the operator or by the Chief.

94. A conservation engineer may, where it is reasonable having regard to the drilling operation in progress and after giving written notice to the operator, require the operator to test the function, capacity or structural integrity of any item of drilling equipment the failure or malfunction of which might affect the safety of personnel or the pressure control of the well.

95. Where a conservation engineer, in the interests of safety, requests the replacement or repair of any safety equipment referred to in sections 19, 27, 28, 29, 36, 41, 46, 47, 54 or 55, the operator shall forthwith repair or replace the item of safety equipment referred to in the request.

- (iii) les différences entre les systèmes d'obturateurs anti-éruption et de fluides de forage et ceux décrits dans l'approbation du programme de forage relativement au puits proposé, et
- (iv) le programme d'évaluation et de cessation du puits.

Cautionnement d'exécution et responsabilité financière

90. Comme condition de l'approbation du programme de forage, l'exploitant doit, avant le début de tout forage,

- a) fournir au Ministre, selon une forme et un montant agréés par le Ministre, un cautionnement d'exécution qui oblige le garant, y nommé, à cesser le puits et à laisser l'emplacement de forage dans un état acceptable, en cas de défaut de l'exploitant de se conformer au présent règlement; et
- b) fournir au Ministre une preuve en la forme agréée par le Ministre qu'il est financièrement capable de faire face aux obligations financières pouvant être encourues par suite du forage du puits.

Abandon d'un permis ou d'un bail

91. L'abandon de tout permis ou bail émis en conformité du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada* relativement à une région mentionnée dans l'approbation du programme de forage et pour laquelle une autorisation de forer un puits a été approuvée ne relève pas l'exploitant de sa responsabilité d'abandonner dans un état convenable tout puits foré par lui dans cette région.

PARTIE III

ENTRÉE AUTORISÉE, INSPECTION ET ENQUÊTES

Ingénieurs de la conservation

92. Un ingénieur de la conservation peut inspecter à tout moment

- a) les opérations d'un emplacement de forage; et
- b) l'appareil de forage, l'unité de forage et tout autre équipement mentionné dans la demande d'approbation du programme de forage.

93. Nul ne peut entrer sur un emplacement de forage sur terre, ou dans une zone de sécurité établie conformément à l'article 101 pour des opérations de forage au large des côtes, à moins d'y être autorisé par l'exploitant ou le Directeur.

94. Un ingénieur de la conservation peut, en temps raisonnable et compte tenu des opérations de forage en cours et après avoir donné un avis écrit à l'exploitant, demander à l'exploitant de vérifier le fonctionnement, la capacité ou l'intégrité structurale de tout élément de l'équipement de forage dont la panne ou le mauvais fonctionnement peut avoir un effet sur la sécurité du personnel ou le contrôle de pression du puits.

95. Lorsqu'un ingénieur de la conservation demande, dans l'intérêt de la sécurité, le remplacement ou la réparation de tout équipement de sécurité mentionné aux articles 19, 27, 28, 29, 36, 41, 46, 47, 54 ou 55 du présent règlement, l'exploitant doit obtempérer.

Investigation of Accidents

96. (1) The Chief may investigate any accident or other event that

- (a) involves death or injury;
- (b) causes damage to or failure of drilling equipment; or
- (c) results in pollution.

(2) Where an investigation referred to in subsection (1) is commenced, the appropriate operator shall provide all reasonable assistance to the Chief or investigating officer acting on his behalf and make available to the Chief or to the investigating officer all records and data that in the opinion of the Chief or the investigating officer may contain information relevant to the matter under investigation.

97. (1) The Chief or an investigating officer acting on his behalf may on investigating an accident or other event referred to in subsection 96(1),

- (a) question any person with respect to any accident or other event that he is investigating; and
- (b) view any part of a drilling rig or drilling unit and related equipment and shall be given any necessary assistance by the operator while so doing.

(2) Where an accident or other event referred to in subsection 96(1) has been investigated, the Chief shall forthwith report the results of the investigation to the Minister.

98. No person shall obstruct or hinder the Chief or an investigating officer acting on his behalf from carrying out an investigation referred to in subsection 96(1).

PART IV

DRILLING OF A WELL

99. The establishment of a drill site or the construction of a drilling base in a permafrost region shall to the extent practicable be carried out so as to minimize

- (a) any disturbance of the ground surface and vegetation; and
- (b) any change in the thermal regime of the ground in the area of the drill site or drilling base.

100. Every operator shall ensure that

- (a) the drilling of any well is conducted in a manner that maintains full control of the well at all times;
- (b) plans have been made and equipment is available to deal with all abnormal situations that may be anticipated;
- (c) the administrative and logistic support that is provided for a drilling program includes the following:
 - (i) transportation facilities suitable for the area of operations,
 - (ii) suitable supplies of drilling consumables, food and fuel,
 - (iii) accommodation for personnel,
 - (iv) first aid facilities,
 - (v) storage and repair facilities, and
 - (vi) the communication systems referred to in section 54;

Enquêtes sur les accidents

96. (1) Le Directeur peut enquêter sur tout accident ou autre événement qui

- a) entraîne la mort ou des blessures;
- b) provoque des dommages ou des pannes à l'équipement de forage; ou
- c) cause de la pollution.

(2) Lorsque l'enquête est entreprise, l'exploitant doit fournir toute aide raisonnable au Directeur ou à l'enquêteur qui le représente et mettre à sa disposition tous les dossiers et données qui, de l'avis du Directeur ou de l'enquêteur, peuvent renfermer des renseignements pertinents.

97. (1) Le Directeur ou l'enquêteur qui le représente peut au cours de l'enquête

- a) interroger toute personne au sujet de l'accident ou de l'événement; et
- b) examiner l'appareil de forage ou l'unité de forage et l'équipement connexe et doit recevoir toute l'aide nécessaire de la part de l'exploitant.

(2) Lorsqu'un accident ou autre événement a fait l'objet d'une enquête, le Directeur doit aussitôt signaler au Ministre les résultats de l'enquête.

98. Nul ne peut entraver l'enquête du Directeur ou de l'enquêteur qui le représente.

PARTIE IV

FORAGE DE PUITS

99. L'établissement d'un emplacement de forage ou la construction d'une base de forage dans une région de pergélisol doit autant que possible être effectué de façon à minimiser

- a) la perturbation du sol et de la végétation; et
- b) la variation du régime thermique du sol.

100. L'exploitant doit s'assurer que

- a) le forage du puits est mené de façon à permettre son contrôle en permanence;
- b) des plans ont été préparés et que de l'équipement est disponible pour faire face à toute situation anormale prévisible;
- c) les services administratifs et de logistique qui sont fournis pour un programme de forage comprennent
 - (i) des installations de transport appropriées à la région des travaux,
 - (ii) des quantités suffisantes de matériaux de forage, de nourriture et de combustible,
 - (iii) des logements pour le personnel,
 - (iv) des installations de secours,
 - (v) des installations de réparation et d'entreposage, et

(d) the drilling of the well is conducted in accordance with the procedures and equipment authorized pursuant to Parts I and II;

(e) equipment including travelling blocks and ancillary equipment, masts, substructures, drilling lines, well control equipment and pressure vessels are operated within the limits specified by the manufacturer of the equipment;

(f) at the end of each crew shift, the retiring drilling supervisor of any drilling rig informs the new supervisor of any mechanical deficiencies that have not been rectified during the shift and of any downhole conditions or other problems that have a bearing on the safe conduct of the drilling of the well; and

(g) differences in language or other barriers to effective communication do not jeopardize the safety of operations on any drilling rig, drilling unit or support craft.

Safety Zone

101. (1) No person, other than a person authorized in accordance with section 93, shall enter a zone, in this section referred to as the safety zone, that extends

(a) 50 m beyond the boundaries of the anchor pattern for a drilling unit that is anchored; or

(b) 500 m in all directions from any other drilling unit that is on location over a well.

(2) Every operator shall take all reasonable measures to warn persons not authorized in accordance with section 93 who are in charge of vessels and aircraft of the boundaries of the safety zone.

Availability of Regulations

102. Every operator shall ensure that a copy of these Regulations is

(a) kept at any drill site that is onshore or on any drilling unit during the period a drilling program is being conducted under a Drilling Program Approval; and

(b) available for scrutiny on request by any person on the drill site or drilling unit.

Display of Approvals and Critical Procedures

103. Every operator shall ensure that

(a) the Authority to Drill a Well and the Drilling Program Approval are displayed in a prominent place on the drill site to which they apply; and

(b) current information on the status of the well, including the elevation of blowout preventers and mud density, together with the detailed procedures for controlling a kick are displayed in a conspicuous place in the doghhouse or at the driller's station.

Surveys

104. (1) A legal survey shall be used to confirm the location of

(vi) les systèmes de communication mentionnés à l'article 54;

d) le forage du puits est mené selon les procédés et avec l'équipement autorisés en vertu des parties I et II;

e) l'équipement, notamment les moufles mobiles et l'équipement auxiliaire, les mâts, les substructures, les câbles de forage, le matériel de contrôle du puits et les récipients sous pression fonctionnent en-deçà des limites fixées par le fabricant;

f) à chaque changement d'équipe, le surveillant de forage qui quitte un appareil de forage avise son remplaçant de toute défaillance mécanique qui n'a pas été corrigée au cours du poste de l'équipe et des conditions ou autres problèmes à l'intérieur du puits qui peuvent avoir un effet sur la poursuite des travaux en toute sécurité; et

g) les différences de langue ou autres obstacles à une communication efficace ne compromettent pas la sécurité des opérations sur l'appareil de forage, l'unité de forage ou le véhicule de service.

Zone de sécurité

101. (1) Seule une personne autorisée conformément à l'article 93 peut pénétrer dans une zone, définie dans le présent article comme zone de sécurité, laquelle s'étend à

a) 50 m au-delà des limites du champ d'action des ancrs, pour une unité de forage ancrée; ou

b) 500 m à la ronde à partir de toute autre unité de forage située au-dessus d'un puits.

(2) L'exploitant doit prendre toutes les mesures raisonnables pour indiquer aux personnes non autorisées conformément à l'article 93 et qui sont en charge de navires et d'aéronefs, les limites de la zone de sécurité.

Disponibilité du règlement

102. L'exploitant doit s'assurer qu'un exemplaire du présent règlement est

a) disponible à tout emplacement de forage sur terre ou sur toute unité de forage pendant la période d'exécution d'un programme de forage conformément à une approbation de programme de forage; et

b) disponible pour examen à la demande de quiconque est sur l'emplacement ou l'unité de forage.

Affichage des approbations et des procédés critiques

103. L'exploitant doit s'assurer que

a) l'autorisation de forer le puits et l'approbation du programme de forage sont affichées dans un endroit en vue sur l'emplacement de forage auquel elles s'appliquent, et

b) des renseignements à jour sur l'état du puits, y compris la hauteur des obturateurs anti-éruption, la densité des boues et les procédés détaillés pour le contrôle des jaillissements, sont affichés dans un endroit bien en vue dans l'abri de sondeur ou au poste de foreur.

Relevés

104. (1) Un arpentage légal doit être utilisé pour confirmer l'emplacement de

- (a) any development well;
- (b) any exploratory well that has been assigned the status of a discovery well by the Chief under section 221; or
- (c) any other well, on the request of the Chief.

(2) The geographical location of any exploratory well that is offshore shall be determined by a survey made in accordance with recognized surveying practices as soon as practicable after the drilling unit is in position at the well location.

(3) The geographical location and dimensions of an artificial island shall be determined by a survey made in accordance with recognized surveying practices.

Well Control Equipment

105. Every operator shall ensure that all well control equipment, including the casing, the blowout preventer system and the surface equipment necessary for formation flow testing, is

- (a) installed in a manner that ensures that it can properly fulfill its function; and
- (b) pressure tested on installation and periodically thereafter in accordance with sections 114 to 116.

106. (1) Every operator shall, in respect of a well that is onshore, ensure that

- (a) a diverter system is installed on the conductor pipe where necessary to ensure that the hole below the conductor pipe can be drilled safely; and
- (b) where permafrost casing or conductor casing is installed in the well,

(i) a blowout preventer system that

(A) consists of at least one hydraulically operated annular-type blowout preventer with remote controls, kill line and a pressure relief line, and

(B) has a rated working pressure greater than the maximum bottom-hole pressure anticipated to be encountered before the installation of further casing,

is installed on the casing, or

(ii) a diverter system that gives protection equivalent to or superior to that provided by the equipment referred to in subparagraph (i) is installed on such casing.

(2) Every operator shall, in respect of a well that is offshore, ensure that a blowout preventer and a marine riser or a diverter and a marine riser is installed on the conductor pipe where necessary to ensure that the portion of the hole below the conductor pipe can be drilled safely.

(3) Where conductor casing is installed on a well that is offshore, every operator shall ensure that

(a) a blowout preventer system is installed on the well-head that

(i) has a rated working pressure that exceeds the maximum bottom-hole pressure anticipated before the next casing is installed,

- a) tout puits de développement;
- b) tout puits de prospection désigné comme puits de découverte par le Directeur conformément à l'article 221; ou
- c) tout autre puits à la demande du Directeur.

(2) L'emplacement géographique de tout puits de prospection au large des côtes doit être établi par un relevé effectué conformément aux procédés de relevé reconnus, le plus tôt possible après que l'unité de forage a été mise en place à l'emplacement du puits.

(3) L'emplacement géographique et les dimensions d'une île artificielle doivent être établis par un relevé effectué conformément aux procédés de relevé reconnus.

Équipement de contrôle d'un puits

105. L'exploitant doit s'assurer que tout l'équipement de contrôle du puits, y compris le tubage, le système d'obturateurs anti-éruption et le matériel de surface nécessaire aux essais d'écoulement de formation, est

- a) mis en place d'une façon qui garantit son fonctionnement normal;
- b) vérifié sous pression lors de sa mise en place et de façon périodique par la suite conformément aux articles 114 à 116.

106. (1) L'exploitant doit, relativement à un puits sur terre, s'assurer

- a) qu'un déflecteur est installé sur le tubage guide lorsque c'est nécessaire pour garantir le forage en sécurité du trou situé au-dessous du tubage guide; et
- b) lorsqu'un tubage de pergélisol ou un tubage initial est mis en place dans le puits,

(i) qu'un système d'obturateurs anti-éruption

(A) comprenant au moins un obturateur anti-éruption de type annulaire hydraulique télécommandé, une conduite de neutralisation et une conduite de détente de pression; et

(B) pourvu d'une pression de marche nominale supérieure à la pression de fond maximale prévue avant l'installation du tubage suivant,

est installé dans le tubage, ou

(ii) qu'un système de déflecteur, apportant une protection équivalente ou supérieure à celle fournie par l'équipement mentionné au sous-alinéa (i), est installé sur ce tubage.

(2) L'exploitant doit s'assurer que, relativement à un puits au large des côtes, un obturateur anti-éruption et une colonne montante marine ou un déflecteur et une colonne montante marine sont mis en place, au besoin, sur le tubage guide pour garantir le forage en sécurité de la partie du trou située au-dessous du tubage guide.

(3) Lorsque le tubage initial est mis en place sur un puits au large des côtes, l'exploitant doit s'assurer que

a) un système d'obturateurs anti-éruption est installé sur la tête de puits, système

(i) ayant une pression nominale de marche supérieure à la pression de fond maximale prévue avant l'installation du tubage suivant,

(ii) is comprised of at least three hydraulically operated blowout preventers of which one is an annular-type preventer, one is fitted with pipe rams and one is fitted with blind rams,

(iii) has a pressure relief line and a kill line, and

(iv) has a choke manifold at the surface; or

(b) a diverter system that gives protection equivalent to or superior to the protection provided by the system referred to in paragraph (a) is installed.

107. (1) Every operator shall ensure that a blowout preventer system is installed on the well-head during all drilling operations that are carried out below the surface casing.

(2) Subject to subsection 76(3), the blowout preventer system for all drilling operations below the surface casing shall have a rated working pressure that is

(a) greater than 50 per cent of the maximum anticipated formation pressure where the well is an onshore well;

(b) greater than 75 per cent of the maximum anticipated formation pressure in the case of ram-type preventers and greater than 50 per cent of the maximum anticipated formation pressure in the case of annular-type preventers, where the well is an offshore well;

(c) greater than 20 MPa unless the operator provides data to show that a blowout preventer system with a pressure rating of less than 20 MPa can be used without jeopardizing the safety of the well; and

(d) notwithstanding paragraphs (b) and (c), the pressure rating of any annular-type preventer need not exceed 35 MPa except that the Chief may require a second annular-type preventer or other blowout prevention equipment where the anticipated bottom hole pressure exceeds 69 MPa.

(3) For the purpose of subsection (2), where the maximum formation pressure is not known, it shall be assumed to be equal to or greater than the product obtained by multiplying 11 kPa/m by the well depth in metres.

(4) Every operator shall ensure that the blowout preventer system referred to in subsection (1), in respect of a well that is onshore, include, at least,

(a) three hydraulically operated blowout preventers comprising

(i) one annular-type preventer, and

(ii) two ram-type preventers, one of which is fitted with blind rams and one with rams that fit the drill pipe in use;

(b) a drilling spool with side outlets, unless side outlets are provided in the body of the preventer;

(c) a pressure relief line and kill line; and

(d) a choke manifold.

(ii) composé d'au moins trois obturateurs hydrauliques dont l'un est un obturateur de type annulaire, un autre est muni de mâchoires à fermeture sur tige et un autre est muni de mâchoires à fermeture totale,

(iii) muni d'une conduite de détente de pression et d'une conduite de neutralisation, et

(iv) muni d'un manifold d'engorgement à la surface; ou

b) un système de déflecteur offrant une protection équivalente ou supérieure à la protection fournie par le système mentionné à l'alinéa a) est installé.

107. (1) L'exploitant doit s'assurer qu'un système d'obturateurs anti-éruption est mis en place sur la tête de puits pendant toutes les opérations de forage exécutées au-dessous du tubage de surface.

(2) Sous réserve du paragraphe 76(3), le système d'obturateurs anti-éruption prévu pour toutes les opérations de forage au-dessous du tubage de surface, doit avoir une pression nominale de marche

a) supérieure à la moitié de la pression de formation maximale prévue lorsque le puits est sur terre;

b) supérieure à 75 pour cent de la pression de formation maximale prévue dans le cas d'obturateurs à mâchoires et supérieur à la moitié de la pression de formation maximale prévue dans le cas d'obturateurs de type annulaire, lorsque le puits est au large des côtes;

c) supérieure à 20 MPa à moins que l'exploitant ne fournisse des données qui démontrent qu'un système d'obturateurs anti-éruption ayant une pression nominale de moins de 20 MPa puisse être utilisée sans mettre en danger la sécurité du puits; et

d) nonobstant les alinéas b) et c), il n'est pas nécessaire que la pression nominale d'un obturateur de type annulaire soit supérieure à 35 MPa; le Directeur peut toutefois exiger l'installation d'un second obturateur de type annulaire ou d'autre matériel d'obturation anti-éruption lorsque la pression de fond prévue est supérieure à 69 MPa.

(3) Aux fins du paragraphe (2), lorsque la pression de formation maximale n'est pas connue, elle est présumée égale ou supérieure au produit obtenu en multipliant 11 kPa/m par la profondeur du puits en mètres.

(4) L'exploitant doit s'assurer que le système d'obturateurs anti-éruption mentionné au paragraphe (1), pour un puits sur terre, comporte au moins

a) trois obturateurs hydrauliques, à savoir

(i) un obturateur de type annulaire, et

(ii) deux obturateurs à mâchoires, dont l'un est à fermeture totale et l'autre à mâchoires qui s'adaptent à la tige de forage utilisée;

b) une bobine de forage avec des sorties latérales à moins que les sorties latérales ne soient déjà dans le corps de l'obturateur;

c) une conduite de détente de pression et une conduite de neutralisation; et

d) un manifold d'engorgement.

(5) Every operator shall ensure that the blowout preventer system referred to in subsection (1) installed in a well that is offshore includes

- (a) the equipment set out in subsection (4);
- (b) a third ram-type preventer fitted with rams that fits the drill pipe in use; and
- (c) where the blowout preventers are submerged, blind rams that are capable of shearing the drill pipe. SOR/80-641, s. 23.

108. Every operator shall ensure, when running casing in a well, that a blowout preventer system is installed on the well-head consisting of

- (a) at least one annular-type preventer when running
 - (i) surface casing in a well that is onshore, where permanent casing has been set,
 - (ii) surface casing in a well that is offshore,
 - (iii) intermediate casing in a well that is offshore, where the blowout preventers for the well are submerged, or
 - (iv) production casing in an exploratory well that is offshore, where the blowout preventers for the well are submerged;
- (b) at least one annular preventer and one ram-type preventer fitted with rams to fit the casing while running intermediate and production casing
 - (i) in a well that is onshore, or
 - (ii) in a well that is offshore, where the blowout preventers for the well are not submerged; and
- (c) at least one annular preventer and one ram-type preventer fitted with rams to fit the casing or two annular preventers while running production casing in a development well that is offshore and the blowout preventers for the well are submerged. SOR/80-641, s. 24.

Safety Valves

109. Every operator shall ensure that

- (a) a safety valve is installed in the drill string immediately above and below the kelly; and
- (b) there is available on every drill floor
 - (i) full opening drill string safety valves to fit each type of connection in the drill string, and
 - (ii) a suitable inside blowout preventer valve.

Choke Manifold

110. (1) Every operator shall ensure that a choke manifold that has a rated working pressure equal to or greater than the pressure rating of the blowout preventers referred to in sections 106 to 108 is installed on or near the drill floor.

(2) The inside diameter of all lines and valves comprising the choke manifold referred to in subsection (1) shall be greater than 64 mm in respect of a well that is offshore and greater than 50 mm in respect of a well that is onshore.

(5) L'exploitant doit s'assurer que le système d'obturateurs anti-éruption, visé au paragraphe (1), installé dans un puits au large des côtes comprend

- a) l'équipement prévu au paragraphe (4);
- b) un troisième obturateur à mâchoires qui s'adaptent à la tige de forage utilisée; et
- c) lorsque les obturateurs anti-éruption sont submergés, des mâchoires à fermeture totale capables de couper la tige de forage. DORS/80-641, art. 23.

108. L'exploitant doit s'assurer, lors de l'entrée du tubage dans un puits, que le système d'obturateurs anti-éruption est en place sur la tête de puits et comprend

- a) au moins un obturateur de type annulaire lors de l'entrée
 - (i) du tubage de surface dans un puits sur terre, lorsque le tubage de pergélisol a été installé,
 - (ii) du tubage de surface dans un puits au large des côtes,
 - (iii) du tubage protecteur dans un puits au large des côtes, lorsque les obturateurs anti-éruption pour le puits sont submergés,
 - (iv) du tubage de production dans un puits de prospection au large des côtes, lorsque les obturateurs anti-éruption pour le puits sont submergés;
- b) au moins un obturateur de type annulaire et un obturateur à mâchoires muni de mâchoires qui s'adaptent au tubage lors de l'introduction du tubage protecteur et du tubage de production dans
 - (i) un puits sur terre, ou
 - (ii) un puits au large des côtes, lorsque les obturateurs anti-éruption pour le puits ne sont pas submergés; et
- c) au moins un obturateur de type annulaire et un obturateur à mâchoires muni de mâchoires qui s'adaptent au tubage ou deux obturateurs de type annulaire lors de l'introduction du tubage de production dans un puits de développement au large des côtes, lorsque les obturateurs anti-éruption pour le puits sont submergés.

Soupapes de sûreté

109. L'exploitant doit s'assurer que

- a) une soupape de sûreté est installée dans le train de tiges immédiatement au-dessus et au-dessous de la tige d'entraînement; et
- b) sur chaque plancher de forage sont disponibles
 - (i) des soupapes de sûreté pour train de tiges à ouverture totale, qui s'adaptent à chaque type de raccordement dans le train de tiges; et
 - (ii) une bonne soupape intérieure anti-éruption.

Manifold d'engorgement

110. (1) L'exploitant doit s'assurer qu'un manifold d'engorgement ayant une pression nominale égale ou supérieure à celle des obturateurs anti-éruption mentionnés aux articles 106 à 108 est installé sur le plancher de forage ou à côté.

(2) Le diamètre intérieur de tous les tuyaux et de toutes les soupapes qui forment le manifold d'engorgement doit être supérieur à 64 mm pour un puits au large des côtes et à 50 mm pour un puits sur terre.

(3) The flow from a well shall be capable of being directed through the main flow line and two or more secondary lines of the choke manifold and each secondary line shall be equipped with an adjustable choke.

(4) Notwithstanding subsection (2), the flow lines and choke manifolds installed on drilling units that were deployed on lands in Canada prior to January 18, 1980, that continue to be so deployed and do not undertake drilling operations in water depths greater than 100 m shall have an inside diameter of not less than 50 mm.

(5) The choke manifold referred to in subsection (1) shall

(a) be equipped with at least one pressure gauge; and

(b) have installed a sufficient number of outlets to permit the installation of gauges to measure the pressure under any selection of flow route.

(6) The operator shall ensure that during all drilling operations gauges sufficient in number to fit all gauge outlets on the choke manifold are available for immediate installation.

(7) Where a choke manifold referred to in subsection (1) has a pressure rating greater than 20 MPa the manifold shall be equipped with an automatic choke and the control for the automatic choke shall be on or near the drill floor.

(8) Every choke manifold referred to in subsection (1) shall be protected against freezing.

(9) Where a choke manifold is in an enclosed area, the area shall be properly ventilated and have at least two exits. SOR/80-641, s. 25.

Flow Lines from Wells

111. All flow lines, pressure relief lines, kill lines and choke lines shall

(a) be made of steel or high pressure flexible hose covered with fire resistant material;

(b) have an inside diameter that is greater than 64 mm when used for a well that is offshore and greater than 50 mm when used for a well that is onshore;

(c) be properly installed and securely tied down;

(d) be designed so that there is a minimum number of changes in the direction of flow and, where an abrupt change is necessary, such change shall be protected against erosion; and

(e) be identified by colour or other means at the choke manifold.

111.1 Notwithstanding paragraph 111(b), the flow lines installed on drilling units that were deployed on lands in Canada prior to January 18, 1980, that continue to be so deployed and do not undertake drilling operations in water depths greater than 100 m shall have an inside diameter of not less than 50 mm. SOR/80-641, s. 26.

111.2 Subject to section 57, the main flow line from a well shall be equipped with a valve located near the wellhead and

(3) L'écoulement d'un puits doit pouvoir s'effectuer par la conduite principale d'écoulement et deux ou plusieurs conduites secondaires d'écoulement du manifold d'engorgement et chaque conduite secondaire d'écoulement doit être munie d'une duse réglable.

(4) Nonobstant le paragraphe (2), les conduites d'écoulement et les manifolds d'engorgement installés sur des unités de forage installées sur terre au Canada avant le 18 janvier 1980 et qui n'effectuent pas d'opérations de forage par plus de 100 m sous l'eau, doivent avoir un diamètre intérieur d'au moins 50 mm.

(5) Le manifold d'engorgement doit

a) être muni d'au moins un manomètre; et

b) comporter un nombre suffisant de prises permettant l'installation de manomètres pour mesurer la pression quel que soit le choix de la voie d'écoulement.

(6) L'exploitant doit s'assurer que, au cours de toutes les opérations de forage, il y a des manomètres en nombre suffisant pour être installés immédiatement sur toutes les prises de pression du manifold d'engorgement.

(7) Lorsqu'un manifold d'engorgement visé au paragraphe (1) a une pression nominale supérieure à 20 MPa, il doit être muni d'une duse automatique et la commande de cette duse doit être située sur le plancher de forage ou près de celui-ci.

(8) Le manifold d'engorgement doit être protégé contre le gel.

(9) Lorsqu'un manifold d'engorgement est situé dans un endroit clos, cet endroit doit être aéré de façon adéquate et posséder au moins deux sorties. DORS/80-641, art. 25.

Conduites d'écoulement des puits

111. Toutes les conduites d'écoulement, les conduites de détente de pression, les conduites de neutralisation et les conduites de duse doivent

a) être fabriquées d'acier ou d'un boyau flexible à haute pression recouvert d'un matériau à l'épreuve du feu;

b) avoir un diamètre intérieur supérieur à 64 mm lorsqu'elles sont utilisées pour un puits au large des côtes et supérieur à 50 mm lorsqu'elles sont utilisées pour un puits sur terre;

c) être installées convenablement et fixées solidement;

d) être conçues de façon qu'il y ait un minimum de changements de direction de l'écoulement et, lorsqu'un changement soudain est nécessaire, un tel changement doit être protégé contre l'érosion; et

e) être identifiées par de la couleur ou autrement au manifold d'engorgement.

111.1 Nonobstant l'alinéa 111(b), les conduites d'écoulement installées sur des unités de forage installées sur terre au Canada avant le 18 janvier 1980 et qui n'effectuent pas d'opérations de forage par plus de 100 m sous l'eau, doivent avoir un diamètre inférieur d'au moins 50 mm. DORS/80-641, art. 26.

111.2 Sous réserve de l'article 57, la conduite principale d'écoulement à partir du puits doit être dotée d'une soupape

capable of being operated from the drilling station. SOR/80-641, s. 26.

Flare Line and Flare Pit

112. (1) Every flare line and any other pipeline downstream of the choke manifold referred to in subsection 110(1) shall have an inside diameter not less than the inside diameter of the largest line in the choke manifold.

(2) No valve shall be located on the flare line downstream of the choke manifold while drilling operations are in progress.

(3) For every well that is onshore, there shall be a flare pit or flare tank at the drill site that

- (a) is located at least 40 m from the well-bore; and
- (b) has a rear firewall of sufficient height to contain the flame within the pit.

(4) Every operator shall ensure that a flare line for a well that is onshore or located on an ice platform

- (a) extends from the choke manifold to the flare pit or flare tank;
- (b) is designed to prevent the accumulation of any fluid within the line;
- (c) is properly installed and anchored; and
- (d) where hydrogen sulphide gas is known or expected to be produced in excess of one percent by volume of the gas produced, is equipped with a flare stack that is
 - (i) located at least 40 m from the well-bore,
 - (ii) at least 10 m in height,
 - (iii) equipped with a pilot flame or other ignition device to ensure continuous ignition of any vented gas, and
 - (iv) equipped with a guard to protect the flame from being extinguished by the wind.

(5) For any well that is offshore, there shall be installed at least two complete flare lines or other devices that allow the flow of fluid from the well to be directed to two or more sides of the drilling unit for flaring. SOR/80-641, s. 27.

Protection of Permafrost

113. (1) Subject to subsection (2), where conductor pipe is installed in permafrost, the annulus surrounding such pipe shall be insulated or refrigerated to minimize, to the greatest extent practicable, any deterioration of the ground surface due to thermal disturbance of the permafrost.

(2) The Chief may, on the application of an operator, approve a method, other than the method described in subsection (1), to minimize the deterioration of the ground surface.

Pressure Tests of Casing and Preventers

114. (1) Every operator shall ensure that

- (a) every blowout preventer is visually inspected before or immediately after installation to confirm that

située près de la tête du puits et pouvant être commandée de la station de forage. DORS/80-641, art. 26.

Conduite de torche et fosse de brûlage

112. (1) Toute conduite de torche ou autre conduite en aval du manifold d'engorgement doit posséder un diamètre intérieur non inférieur à celui de la plus grosse conduite du manifold d'engorgement.

(2) Aucune soupape ne doit être située sur la conduite de torche en aval du manifold d'engorgement pendant que les activités de forage se déroulent.

(3) Pour chaque puits sur terre, il doit y avoir à l'emplacement de forage une fosse de brûlage ou un réservoir de brûlage

- a) situé à moins 40 m du trou de sonde; et
- b) possédant une cloison pare-feu arrière d'une hauteur suffisante pour que les flammes demeurent à l'intérieur de la fosse.

(4) Pour chaque puits installé sur terre ou sur une île de glace, l'exploitant doit s'assurer que la conduite de torche

- a) s'étend du manifold d'engorgement jusqu'à la fosse de brûlage ou au réservoir de brûlage;
- b) est conçue pour prévenir l'accumulation de tout fluide à l'intérieur de la conduite;
- c) est installée et ancrée convenablement; et
- d) lorsque l'on sait que de l'hydrogène sulfuré se produit en excès de 1 pour cent du volume de gaz produit ou que l'on prévoit une telle production, est munie d'une cheminée de brûlage
 - (i) située à au moins 40 m du trou de sonde,
 - (ii) d'une hauteur d'au moins 10 m,
 - (iii) munie d'une flamme pilote ou d'un autre dispositif d'allumage garantissant l'allumage continu de tout gaz évacué, et
 - (iv) munie d'un appareil de protection pour empêcher le vent d'éteindre la flamme.

(5) Pour tout puits au large des côtes, il doit y avoir au moins deux conduites de torches complètes ou d'autres dispositifs au travers desquels tout écoulement de fluide venant du puits peut être acheminé vers deux ou plusieurs côtés de l'unité de forage pour y être brûlé. DORS/80-641, art. 27.

Protection du pergélisol

113. (1) Sous réserve du paragraphe (2), lorsqu'un tubage guide est installé dans le pergélisol, l'espace annulaire entourant un tel tubage doit être isolé ou réfrigéré afin de minimiser le plus possible la détérioration de la surface du sol provoquée par la perturbation thermique du pergélisol.

(2) Le Directeur peut, à la demande d'un exploitant, approuver une autre méthode pour minimiser la détérioration de la surface du sol.

Essais de pression du tubage et des obturateurs

114. (1) L'exploitant doit s'assurer que

- (i) it is in good working order, and
- (ii) the packing elements and seals for each preventer are in good condition;
- (b) where a well is offshore, the blowout preventer control system is pressure tested to its maximum operating pressure
 - (i) immediately following installation, where the blowout preventers are not submerged, and
 - (ii) immediately prior to installation, where the blowout preventers are submerged; and
- (c) where a well is onshore, the blowout preventer control system is pressure tested to 50 per cent of its maximum operating pressure immediately following installation.

(2) When pressure testing any blowout preventer, choke manifold, kill line and pressure relief line as required by these Regulations, every operator shall ensure that

- (a) a low viscosity fluid is used; and
- (b) the following two test pressures are used for each test:
 - (i) a test pressure of 1,500 kPa, and
 - (ii) a test pressure equal to that prescribed for a casing pressure test in paragraph 116(2)(b) except in the case of an annular-type preventer, in which case the test pressure shall be equal to 50 per cent of the rated working pressure of the preventer or the pressure prescribed under paragraph 116(2)(b), whichever is lesser, and this test shall be made with the preventer closed on the drillpipe being used.

115. Every operator shall ensure that

- (a) the equipment referred to in subsection 114(2) is pressure tested
 - (i) after installation,
 - (ii) before drilling out any string of casing installed in a well,
 - (iii) before commencing a formation flow test or a series of tests, unless the well is onshore and a pressure test has been conducted within the previous seven days,
 - (iv) following repairs that require disconnecting a pressure seal in the wellhead assembly, and
 - (v) not less than once every fifteen drilling days, in the case of a well that is onshore, and not less than once every fourteen operational days, in the case of a well that is offshore;
- (b) appropriate remedial measures are undertaken immediately where the blowout preventers fail to meet pressure test requirements; and
- (c) blowout preventers are not removed from the well-head, unless the well is adequately plugged. SOR/80-641, s. 28.

a) tout obturateur anti-éruption est vérifié visuellement avant ou immédiatement après sa mise en place pour confirmer

- (i) qu'il est en bon état de fonctionnement, et
- (ii) que ses éléments de garniture et ses joints sont en bon état;
- b) lorsqu'un puits est au large des côtes, le système de commande des obturateurs anti-éruption est vérifié sous pression jusqu'à sa pression maximale de fonctionnement
 - (i) immédiatement après l'installation, lorsque les obturateurs ne sont pas submergés, et
 - (ii) immédiatement avant l'installation, lorsque les obturateurs sont submergés; et
- c) lorsqu'un puits est sur terre, le système de commande des obturateurs anti-éruption est vérifié sous pression jusqu'à 50 pour cent de sa pression maximale de fonctionnement immédiatement après l'installation.

(2) Lors de l'essai de pression d'un obturateur anti-éruption, manifold d'engorgement, conduite de neutralisation et conduite de détente de pression en conformité du présent règlement, l'exploitant doit s'assurer que

- a) un fluide à basse viscosité est utilisé; et
- b) les deux pressions suivantes sont utilisées pour chaque essai:
 - (i) une pression de 1 500 kPa, et
 - (ii) une pression égale à celle déterminée pour un essai de pression de tubage à l'alinéa 116(2)b), excepté dans le cas d'un obturateur de type annulaire où la pression d'essai doit être égale à la moindre des deux valeurs suivantes: 50 pour cent de la pression nominale de fonctionnement de l'obturateur, ou la pression déterminée en vertu de l'alinéa 116(2)b), et cet essai doit être effectué lorsque l'obturateur est fermé sur la tige de forage utilisée.

115. L'exploitant doit s'assurer que

- a) l'équipement mentionné au paragraphe 114(2) est vérifié sous pression
 - (i) après sa mise en place,
 - (ii) avant de reforer une colonne de tubage installée dans un puits,
 - (iii) avant d'entreprendre un essai d'écoulement de formation ou une série d'essais, à moins que le puits ne soit sur terre et qu'un essai de pression n'ait été effectué au cours des sept jours précédents,
 - (iv) après des réparations qui nécessitent le débranchement d'un joint de pression dans l'assemblage de la tête de puits, et
 - (v) au moins une fois tous les quinze jours de forage dans le cas d'un puits sur terre, et au moins une fois tous les quatorze jours d'activité dans le cas d'un puits au large des côtes;
- b) des mesures correctives appropriées sont prises immédiatement lorsque les obturateurs ne répondent plus aux exigences des essais de pression;
- c) les obturateurs anti-éruption ne sont pas enlevés de la tête de puits, à moins que le puits ne soit bouché de façon adéquate. DORS/80-641, art. 28.

115.1 Notwithstanding paragraph 115(a), the operator need not pressure test shear rams in a blowout preventer stack where there is a separate set of blind rams in the same stack. SOR/80-641, s. 29.

116. (1) Every operator shall ensure that casing is pressure tested

- (a) after installation and prior to drilling out the cement plug or casing shoe;
- (b) immediately after any remedial cementing;
- (c) at least once every 1000 rotating hours or more frequently where casing wear is detected; and
- (d) immediately prior to perforating or using the casing for purposes of formation flow testing.

(2) Every operator shall ensure that

- (a) conductor casing is tested to a minimum surface pressure of 1,000 kPa;
- (b) surface casing, intermediate casing and intermediate liners are pressure tested to a surface pressure that is equal to or greater than the lesser of
 - (i) the rated working pressure of the blowout preventers,
 - (ii) where the well is onshore, 40 per cent of the maximum formation fluid pressure anticipated during the next phase of the drilling operation,
 - (iii) where the well is offshore, 60 per cent of the maximum formation fluid pressure anticipated during the next phase of the drilling operation, or
 - (iv) the calculated formation fracture pressure at the casing shoe; and
- (c) production casing and production liners are tested to a surface pressure that is equal to at least 90 per cent of the maximum reservoir pressure.

(3) For any casing pressure test to be satisfactory, the test pressure prescribed in subsection (2) shall be maintained for five minutes with no pressure decline or for fifteen minutes with a pressure decline of less than five per cent of the test pressure.

(4) Every operator shall advise the Chief where excessive casing wear is suspected and shall conduct a pressure test on the request of the Chief.

(5) Where a casing string does not hold the required pressure throughout its length, the Chief may direct that

- (a) drilling or testing operations be suspended;
- (b) drilling be terminated at a particular depth; or
- (c) precautions or remedial measures be taken before drilling or testing operations are continued. SOR/80-641, s. 30.

Coal and Mineral Deposits

117. Where coal or other mineral deposits are encountered while drilling, the operator shall notify the Chief of the

115.1 Nonobstant l'alinéa 115a), l'exploitant n'est pas tenu d'effectuer des essais de pression des mâchoires-cisailles dans une cheminée d'obturateurs anti-éruption dotée d'un ensemble distinct de mâchoires à fermeture totale. DORS/80-641, art. 29.

116. (1) L'exploitant doit s'assurer que le tubage a été vérifié sous pression

- a) après l'installation et avant le reforage du bouchon de ciment ou du sabot de tubage;
- b) immédiatement après toute cimentation réparatrice;
- c) au moins une fois toutes les mille heures de rotation ou plus souvent lorsqu'une usure de tubage est décelée; et
- d) immédiatement avant la perforation ou l'utilisation du tubage pour les besoins d'essai d'écoulement de formation.

(2) L'exploitant doit s'assurer que

- a) le tubage initial est vérifié à une pression de surface minimale de 1 000 kPa; et
- b) le tubage de surface, le tubage protecteur et le tubage partiel intermédiaire ont subi un essai de pression jusqu'à une pression de surface égale ou supérieure à la moindre des pressions suivantes:
 - (i) la pression nominale de fonctionnement des obturateurs anti-éruption,
 - (ii) dans le cas d'un puits sur terre, 40 pour cent de la pression maximale du fluide de formation prévue au cours de l'étape suivante des opérations de forage,
 - (iii) dans le cas d'un puits au large des côtes, 60 pour cent de la pression maximale du fluide de formation prévue au cours de l'étape suivante des opérations de forage, ou
 - (iv) la pression de fracture de gisement calculée au sabot de tubage; et
- c) le tubage de production et les tubages partiels de production sont vérifiés à une pression de surface égale à au moins 90 pour cent de la pression maximale du réservoir.

(3) Pour qu'un essai de pression du tubage soit satisfaisant, la pression d'essai prescrite au paragraphe (2) doit être gardée pendant 5 minutes sans baisse de pression ou pendant 15 minutes avec une baisse de pression de moins de 5 pour cent de la pression d'essai.

(4) L'exploitant doit avertir le Directeur lorsqu'une usure excessive du tubage est soupçonnée et doit effectuer un essai de pression à la demande du Directeur.

(5) Lorsqu'une colonne de tubage ne maintient pas la pression requise sur toute sa longueur, le Directeur peut ordonner que

- a) les opérations de forage ou d'essai soient suspendus;
- b) le forage cesse à une profondeur déterminée; ou
- c) des précautions ou des mesures correctives soient prises avant la poursuite des opérations de forage ou d'essai. DORS/80-641, art. 30.

Gisements de minéraux et de charbon

117. Lorsque la présence de gisements de minéraux ou de charbon est découverte au cours du forage, l'exploitant doit en

deposits and shall take such measures as are necessary to protect the deposits.

Cementation

118. (1) Subject to subsection (3), every operator shall ensure that

- (a) the cementation of casing and casing liners is carried out in accordance with the program specified in the approved Authority to Drill a Well;
- (b) where practicable, fluid returns are visually observed during all cementation operations; and
- (c) the cement rise in the annulus, based on observations made under paragraph (b) and on the design data, is calculated and is recorded.

(2) Every operator shall ensure, in respect of a well that is onshore, that where permafrost casing is used, the annulus of the surface casing is sealed at the surface and suitable devices are fitted to monitor and relieve any pressure that may accumulate under the seal.

(3) Subsections (1) and (2) do not apply where the operator provides data to show that other measures will provide an equivalent or greater degree of well control. SOR/80-641, s. 31.

119. (1) The volume of cement slurry used for the cementation of any casing shall be at least 30 per cent greater than the estimated annular volume to be filled unless that estimate is based on a reliable caliper log in which case the volume shall be at least 10 per cent greater than the estimated annular volume.

(2) Where there are indications during or after the completion of cementation that the casing is not properly cemented, the operator shall conduct a pressure test at the shoe of the casing or otherwise determine the effectiveness of the cement in the annulus and ensure that any necessary remedial action is taken.

Waiting on Cement Time

120. (1) Every operator shall ensure that the time interval while waiting for cement to harden before resumption of drilling after cementation of any casing is in no case less than 6 hours and is less than 12 hours only where the operator determines, by testing representative samples of the cement using acceptable equipment and procedures, that the cement has a compressive strength of at least 3,500 kPa.

(2) The time interval and the result of any test referred to in subsection (1) shall be recorded on the tour sheets.

Maximum Pressure During Well Stimulation

121. The maximum injection pressure used during any well stimulation operation shall not exceed the burst pressure resistance of the weakest joint in the casing or tubing used for the injection or the rated working pressure of the well-head, whichever is the lesser.

aviser le Directeur et prendre les mesures voulues pour protéger les gisements.

Cimentation

118. (1) Sous réserve du paragraphe (3), l'exploitant doit s'assurer que

- a) la cimentation du tubage et du tubage partiel est effectuée conformément au programme mentionné dans l'approbation de l'autorisation de forer le puits;
- b) si possible, les retours de fluides sont surveillés au cours de tous les travaux de cimentation; et
- c) le niveau du ciment dans l'espace annulaire, basé sur les observations effectuées en vertu de l'alinéa b) et sur les données de conception, est calculé et enregistré.

(2) Pour un puits sur terre dans lequel un tubage de pergélisol est utilisé, l'exploitant doit s'assurer que l'espace annulaire du tubage de surface est scellé à la surface et que des dispositifs appropriés sont installés pour contrôler et libérer toute pression qui peut s'accumuler sous le joint étanche.

(3) Les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas si l'exploitant fournit des données démontrant que d'autres mesures permettront un contrôle du puits équivalent ou supérieur. DORS/80-641, art. 31.

119. (1) Le volume de lait de ciment utilisé pour la cimentation d'un tubage doit être d'au moins 30 pour cent supérieure au volume estimé de l'espace annulaire à remplir à moins que cette évaluation ne soit basée sur un diagramme fiable, auquel cas le volume doit être d'au moins 10 pour cent supérieur au volume estimé de l'espace annulaire.

(2) Lorsqu'il existe des indices pendant ou après la fin des travaux de cimentation à l'effet que le tubage n'est pas cimenté adéquatement, l'exploitant doit effectuer un essai de pression au sabot du tubage ou autrement déterminer l'efficacité du ciment dans l'espace annulaire et s'assurer que toute mesure corrective nécessaire est prise.

Période d'attente de prise du ciment

120. (1) Après la cimentation d'un tubage, l'exploitant doit s'assurer que la période d'attente pour permettre au ciment de durcir avant la reprise du forage n'est en aucun cas inférieure à 6 heures et n'est inférieure à 12 heures que lorsque l'exploitant détermine, au moyen de vérifications d'échantillons de ciment effectuées avec un équipement et des procédés acceptables, que le ciment possède une résistance à la compression d'au moins 3 500 kPa.

(2) La période d'attente et le résultat de tout essai doivent être enregistrés sur les rapports de sondage.

Pression maximale durant la stimulation d'un puits

121. La pression d'injection maximale utilisée pendant un travail de stimulation de puits ne doit pas dépasser la moindre des deux valeurs suivantes: la résistance à la pression d'éclatement du joint le plus faible dans le tubage ou le tube utilisé pour l'injection, ou la pression nominale de fonctionnement de la tête de puits.

Formation Leak-Off Test

122. (1) Every operator shall conduct a pressure test in the hole to determine the pressure integrity of the formations present in the hole

- (a) prior to drilling more than 60 m below the shoe of any casing other than the conductor casing; and
- (b) when an over-pressured zone is about to be penetrated.

(2) The test referred to in subsection (1) shall test the formation to a pressure which is the lesser of one and one-third times the indicated formation fluid pressure and the pressure at which the formation begins to accept the test fluid prior to the point of fracturing.

(3) Where a well is to be abandoned, every operator shall pressure test a formation to its fracture point on request of the Chief during the abandonment of the well.

Monitoring of Drilling

123. Every operator shall ensure that

(a) the drilling fluid is monitored during the drilling of a well, after the conductor casing has been installed in the well, to determine

- (i) its volume, flow rate and chemical and physical properties, and
- (ii) where an automatic gas detecting, measuring and recording facility is required under subsection 75(3), the nature and relative quantity of gas in the drilling fluid returns;

(b) the results of the determination made in accordance with paragraph (a) are recorded and the record maintained at the drill site;

(c) the detectors, indicators, alarms and other monitors required under subsection 75(3) are maintained in good working order at all times; and

(d) a continuous surveillance of the drilling fluid returns is maintained at all times when significant amounts of formation fluid are entering the well-bore or when a zone that is over-pressured or contains oil or gas is being penetrated.

124. (1) Every operator shall ensure that

(a) the rate of the penetration of the formations of a well is recorded continuously while drilling or coring by an automatic device located on the drill floor;

(b) the drilling fluid and the drilling fluid system is maintained and operated in such a manner as to prevent formation fluids entering or leaving the well-bore except under controlled conditions; and

(c) drilling ceases and remedial measures are undertaken immediately when the hydrostatic head of the drilling fluid fails to over-balance the formation fluid pressure, except where drilling in an under-balanced condition has been approved by the Chief.

(2) Unless approval to drill in an under-balanced condition has been obtained from the Chief, every operator shall endeavour to keep the hole filled with a fluid of sufficient density to over-balance formation pressures at all times.

Essais de pression de formation

122. (1) L'exploitant doit effectuer un essai de pression dans le trou pour déterminer l'intégrité de pression des formations présentes dans le trou

a) avant de forer à plus de 60 m au-dessous du sabot d'un tubage autre que le tubage initial; et

b) lorsqu'une zone de surpression est sur le point d'être forée.

(2) L'essai doit vérifier la formation à une pression qui est la moindre des valeurs suivantes: une fois et un tiers la pression du fluide de formation, ou la pression à laquelle la formation reçoit le fluide d'essai avant le point de fracturation.

(3) L'exploitant doit, à la demande du Directeur effectuer un essai de pression de formation à son point de fracture durant l'abandon du puits.

Contrôle de forage

123. L'exploitant doit s'assurer que

a) pendant le forage d'un puits, après que le tubage initial a été installé dans le puits, le fluide de forage est observé pour déterminer

(i) son volume, son débit et ses propriétés physiques et chimiques, et

(ii) lorsqu'une installation automatique de détection, de mesure et d'enregistrement des gaz est exigée en vertu du paragraphe 75(3), la nature et la quantité relative de gaz dans les retours du fluide de forage;

b) les résultats des observations sont enregistrées et le registre conservé à l'emplacement de forage;

c) les détecteurs, indicateurs, alarmes et autres appareils d'observation exigés en vertu du paragraphe 75(3) sont gardés en bon état de fonctionnement; et

d) une surveillance des retours du fluide de forage est maintenue constamment lorsque des quantités importantes de fluide de formation pénètrent dans le trou de sonde ou lorsqu'une zone qui est en surpression ou contient du pétrole ou du gaz est pénétrée.

124. (1) L'exploitant doit s'assurer que

a) la vitesse de pénétration des formations d'un puits est enregistrée constamment lors du forage ou du carottage par un dispositif automatique situé sur le plancher de forage;

b) le fluide de forage et le système de fluide de forage sont conservés et manœuvrés de façon à empêcher les fluides de formation d'entrer dans le trou de sonde ou d'en sortir, si ce n'est dans des conditions contrôlées; et

c) le forage est arrêté et des mesures correctives sont prises immédiatement lorsque la charge hydrostatique du fluide de forage ne réussit pas à sur-équilibrer la pression du fluide de formation, excepté lorsque le forage effectué dans une condition de sous-équilibre a été approuvée par le Directeur.

(2) À moins qu'une approbation de forer dans une condition de sous-équilibre n'ait été obtenue du Directeur, l'exploitant doit s'efforcer de garder le trou rempli d'un fluide de densité suffisante pour sur-équilibrer les pressions de formation en permanence.

(3) During tripping and except as provided under subsection (2), every operator shall ensure that the hole is filled with the correct amount of drilling fluid after every fifth stand of drillpipe or every single stand of drillcollars is withdrawn from the hole.

Volume of Drilling Fluid

125. (1) During any drilling operation the volume of active drilling fluid in the surface system of a well shall not be less than 50 per cent of the hole capacity or 65 m³, whichever is the lesser.

(2) Every operator shall, in respect of an exploratory well that is onshore,

- (a) have stored on the drill site a reserve stock of weight material in an amount satisfactory to the Chief; and
- (b) have suitable facilities for the rapid addition of the reserve stock to the drilling fluid system.

(3) Every operator shall, in respect of an exploratory well that is offshore, have stored on the drilling unit reserve drilling fluid

- (a) the volume of which is greater than the lesser of
 - (i) the volume of the drilling fluid in the active mud tanks at the surface of the well, and
 - (ii) 65 m³; and
- (b) that is in a suitable condition for immediate use during any period that drilling is in progress.

(4) The reserve drilling fluid required under subsection (3) shall, in respect of an exploratory well that is offshore, have a density of 200 kg/m³ greater than the density of the active system unless the operator provides data to the Chief to show that a lesser density will provide an equivalent or greater degree of well control.

126. Except while drilling the hole for the conductor casing, every operator shall ensure that drilling ceases immediately when lost circulation occurs to the extent that the hole cannot be kept full of drilling fluid and that drilling is not resumed until adequate circulation has been regained or until approval has been obtained from the Chief to continue drilling the well in accordance with procedures prescribed by the Chief.

Pressure Transition Zone

127. (1) The fluid content and the characteristics of the lithology of the formations being drilled shall be continuously monitored during any exploratory drilling and the monitoring techniques shall be such that the pressure transition zone between normally and abnormally pressured formations can be detected.

(2) Every operator shall, when a pressure transition zone is detected

- (a) cease drilling;
- (b) attempt to verify the presence of the zone; and

(3) Durant la descente et la remontée des tiges et sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant doit s'assurer que le trou est rempli d'une quantité suffisante de fluide de forage après que chaque ensemble de cinq longueurs de tige de forage ou que chaque longueur de masse-tige est retirée du trou.

Volume de fluide de forage

125. (1) Au cours des opérations de forage, le volume de fluide actif de forage se trouvant dans l'installation en surface d'un puits ne doit pas être inférieur à la moindre des deux valeurs suivantes: 50 pour cent de la capacité totale du trou ou 65 mètres cubes.

(2) Dans le cas d'un puits de prospection sur terre, l'exploitant doit

- a) avoir entreposé à l'emplacement de forage une réserve de produit alourdissant en quantité jugée satisfaisante par le Directeur; et
- b) posséder des installations qui permettent de mélanger rapidement le produit alourdissant au fluide de forage.

(3) Dans le cas d'un puits de prospection au large des côtes, l'exploitant doit avoir entreposé, sur l'unité de forage, du fluide de forage de réserve

- a) dont le volume est supérieur à la moindre des deux valeurs suivantes:

- (i) le volume du fluide de forage en utilisation dans les bacs à boue actifs à la surface du puits, ou
- (ii) 65 m³; et

- b) dans un état permettant son utilisation immédiate au cours de toute période de forage.

(4) Dans le cas d'un puits de prospection au large des côtes, la densité du fluide de forage en réserve qui est exigé en vertu du paragraphe (3) doit être de 200 kg/m³ supérieure à celle du système actif, à moins que l'exploitant ne fournisse au Directeur des données qui démontrent qu'un fluide de densité inférieure offre un degré équivalent ou supérieur de contrôle du puits.

126. Sauf au cours du forage du trou pour le tubage initial, l'exploitant doit s'assurer que le forage est immédiatement suspendu si une perte de circulation est assez importante pour empêcher de remplir complètement le trou de fluide de forage, et il doit aussi s'assurer que le forage n'est pas repris avant le rétablissement d'une circulation satisfaisante ou à moins que le Directeur n'approuve la poursuite des opérations de forage du puits conformément aux méthodes qu'il a déterminées.

Zone de transition de la pression

127. (1) Le contenu en fluides et les particularités de la lithologie des formations forées doivent faire l'objet d'une surveillance constante au cours de tout forage de prospection et les techniques de surveillance doivent être telles qu'elles permettent de détecter une zone de transition de la pression entre les formations de pressions normale et anormale.

(2) L'exploitant doit, lorsqu'une zone de transition de la pression est détectée,

- a) interrompre les opérations de forage;
- b) essayer de vérifier la présence de la zone; et

(c) take such measures as are necessary to control the anticipated pressures before drilling is resumed.

(3) Where, on the basis of seismic or other data and on the results observed during the drilling of a well, the existence of an over-pressured zone is indicated to be within the next 100 m of drilling, the Chief may, in the interest of safety, prescribe the rate of penetration for further drilling.

Directional and Deviation Surveys

128. (1) Every operator shall ensure that deviation surveys are taken at intervals not exceeding 150 m during the drilling of any well.

(2) Directional surveys shall be taken at sufficiently frequent intervals during the drilling of any well to permit the location of any point in the well-bore to be calculated

(a) in the case of a well that is onshore, within 30 m of its actual location; and

(b) in the case of a well that is offshore, within 15 m of its actual location.

(3) Notwithstanding subsection (1), the Chief may extend the intervals at which deviation surveys must be taken when drilling below intermediate casing.

(4) Except in the case of a relief well, every operator shall ensure that a well is drilled in such a manner that it does not intersect an existing well.

(5) On request of the Chief, every operator shall ensure that a directional survey is taken prior to installing a casing string in a well or before placing a well on production. SOR/80-641, ss. 32,33.

Plugging Back of Wells

129. Where the lower portion of any well is to be plugged, that portion shall be abandoned in accordance with sections 210 to 213 and a minimum of 30 m of cement shall be left in place at the top of the plugged interval unless the operator provides data to show that it is not practicable to do so.

Drilling Unsafe to Continue

130. (1) Every operator shall ensure that any operation at a drill site or on a drilling unit shall cease as soon as possible where the continuation of that operation

(a) causes or may cause pollution; or

(b) endangers or may endanger the safety of personnel, the security of the well or the safety of the drilling rig or the drilling unit.

(2) Where an operation has ceased pursuant to subsection (1), that operation shall not be resumed until it can be resumed safely and without causing pollution.

(3) Where a fatal accident occurs at a drill site or on a drilling unit, every operation associated with the fatality shall be suspended as soon as possible and shall not be resumed without the approval of the Chief.

c) adopter, avant de reprendre le forage, les mesures requises pour contrôler les pressions prévues.

(3) Lorsque, d'après des données sismiques ou autres et d'après les résultats recueillis au cours des opérations de forage, la présence d'une zone de suppression est indiquée dans les cent prochains mètres de forage, le Directeur peut, dans l'intérêt de la sécurité, prescrire la vitesse de pénétration pour la continuation du forage

Relevés de déviation et de déviation directionnelle

128. (1) L'exploitant doit s'assurer que des relevés de déviation sont effectués à des intervalles d'au plus 150 mètres au cours du forage d'un puits.

(2) Des relevés de déviation directionnelle doivent être effectués à intervalles assez fréquents au cours du forage pour que la position de tout point d'un trou de sonde puisse être calculée

a) dans le cas d'un puits sur terre, à moins de 30 m de sa position courante; et

b) dans le cas d'un puits au large des côtes, à moins de 15 m de sa position courante.

(3) Nonobstant le paragraphe (1), le Directeur peut prolonger les intervalles auxquels les relevés de déviation doivent être faits lorsque le forage s'effectue sous le tubage protecteur.

(4) Sauf dans le cas d'un puits de secours, l'exploitant doit s'assurer que le puits est foré de façon telle qu'il n'entrecoupe pas un puits existant.

(5) À la demande du Directeur, l'exploitant doit s'assurer que des relevés de déviation directionnelle ont été effectués avant l'installation d'un train de tubage dans un puits ou avant la mise en production du puits. DORS/80-641, art. 32 et 33.

Rebouchage d'un puits

129. Lorsqu'il faut obturer la partie inférieure d'un puits, cette partie doit être abandonnée conformément aux articles 210 à 213 et il faut verser au moins 30 mètres de ciment au-dessus de la partie supérieure de l'intervalle obturé sauf si l'exploitant fournit des données démontrant qu'il n'est pas pratique de satisfaire à cette exigence.

Arrêt d'un forage dangereux

130. (1) L'exploitant doit s'assurer que tout travail exécuté à un emplacement de forage ou sur une unité de forage est interrompu dans les plus brefs délais lorsque la poursuite des travaux:

a) cause ou peut causer de la pollution; ou

b) compromet ou peut compromettre la sécurité du personnel, du puits, de l'unité de forage ou de l'appareil de forage.

(2) Lorsque des travaux ont été interrompus, ils ne peuvent être repris que lorsqu'ils ne présentent aucun danger ni risque de pollution.

(3) En cas d'accident mortel à un emplacement de forage ou sur une unité de forage, toute activité reliée à l'accident doit être interrompue dès que possible et ne peut être reprise sans l'approbation du Directeur.

(4) Every operator shall ensure that any drilling program in progress at a drill site that is offshore is suspended where any of the following conditions exist:

- (a) an inability to maintain well control;
- (b) a failure of any major component of the blowout prevention system, casing or drilling fluid system;
- (c) an inability to maintain the properties, volume or circulation rate of the drilling fluid as required by these Regulations;
- (d) an inability to maintain on location the amounts of drilling consumables required by section 135;
- (e) an uncontrolled fire;
- (f) a loss of a significant portion of the primary power;
- (g) an inability to safely handle the drillpipe, casing or heavy equipment necessary for the operation in progress;
- (h) a diving operation is being conducted near any submerged blowout preventer or wellhead;
- (i) an inability to satisfactorily maintain the position of the drilling unit over the well;
- (j) an excessive motion of the drilling unit caused by sea state, ice movement or weather conditions;
- (k) a serious and imminent threat of ice or icebergs; or
- (l) where a drilling unit is anchored, the tension on any anchor exceeds the values established when the anchor was set.

(5) Where drilling is suspended in accordance with subsection (4), the operator shall not resume drilling until the condition ceases to exist.

(6) Where during the drilling of a well a formation that is potentially dangerous is likely to be encountered or a potentially hazardous operation is to be undertaken near the end of a drilling season, the Chief may order, in the interests of safety, that all drilling and testing of the well be suspended until the subsequent drilling season.

Inspections and Tests of Equipment

131. (1) Every operator shall ensure that every drilling unit, drilling rig and associated equipment used in a drilling program

- (a) is maintained in good working condition at all times during the drilling program; and
- (b) is inspected, in accordance with good oilfield practice, at least annually and a report is prepared in respect of the inspection.

(2) Every operator shall ensure that a comprehensive inspection, that includes magnetic particle, x-ray and ultra sonic surveys of critical joints and structural members of the structure of every drilling unit used in a drilling program is made at least once in every four year period and a report is prepared in respect of the inspection.

(4) L'exploitant doit s'assurer que les opérations de forage en cours à un emplacement de forage au large des côtes sont suspendus dès que l'une ou l'autre des conditions suivantes se présente:

- a) incapacité de garder le contrôle du puits;
- b) défectuosité de tout élément important du système d'obturateurs anti-éruption, du tubage ou du système de fluides de forage;
- c) incapacité de maintenir les propriétés, le volume ou le taux de circulation du fluide de forage exigés dans le présent règlement;
- d) incapacité de maintenir sur les lieux les quantités de choses consommables prescrites à l'article 135;
- e) incendie incontrôlé;
- f) perte d'une partie importante de la force motrice primaire;
- g) incapacité de manœuvrer en toute sécurité les tiges de forage, le tubage ou le matériel lourd nécessaire à l'exécution des travaux en cours;
- h) exécution de travaux de plongée sous-marine près d'un obturateur immergé ou d'une tête de puits;
- i) incapacité de maintenir de façon satisfaisante la position de l'unité de forage au-dessus du puits;
- j) déplacement excessif de l'unité de forage causé par l'état de la mer, le mouvement des glaces ou les conditions météorologiques;
- k) danger grave et imminent représenté par les glaces ou les icebergs; ou
- l) lorsqu'une unité de forage est ancrée, excès de tension d'une ancre par rapport aux valeurs établies au moment de son installation.

(5) Lorsque les opérations de forage sont suspendues, l'exploitant ne peut reprendre les travaux tant que les conditions existent.

(6) Lorsque, vers la fin de la saison de forage, on s'attend à rencontrer une formation potentiellement dangereuse ou qu'il faut exécuter des travaux présentant des risques, le Directeur peut ordonner, dans l'intérêt de la sécurité, que toutes les opérations de forage et d'essai du puits soient suspendus jusqu'à la saison suivante.

Inspection et essai de l'équipement

131. (1) L'exploitant doit s'assurer que l'unité de forage, l'appareil de forage et l'équipement connexe utilisé au cours d'un programme de forage

- a) sont maintenus en bon état de fonctionnement durant tout le programme; et
- b) sont inspectés au moins une fois par année conformément aux règles de l'art et qu'un rapport d'inspection est ensuite préparé.

(2) L'exploitant doit s'assurer qu'une inspection détaillée, comprenant des contrôles magnétoscopiques, ultrasoniques et radioscopiques, des raccords critiques et des pièces de charpente d'acier de l'unité de forage utilisée dans un programme de forage, est effectuée au moins une fois tous les quatre ans et

- (3) Every operator shall ensure that
- (a) subject to paragraph (b), all major components of the blowout preventer system, except the blind rams, are actuated once each day that drilling operations are carried out if
 - (i) the drill string is out of the hole, or
 - (ii) the drill bit is within the casing;
 - (b) where the drill string referred to in paragraph (a) is not out of the hole or the drill bit referred to in that paragraph is not within the casing, all major components of the blowout preventer system, except the blind rams, are actuated at least once every three days that drilling operations are carried out;
 - (c) the blind rams are actuated at least once each time the drill string is out of the hole;
 - (d) auxiliary equipment that may be used for well control, including the cementing unit and lines, degasser, hydraulic control lines and inside drillpipe blowout preventers, are available for instant use;
 - (e) all firefighting and safety equipment required by these Regulations is inspected once each week to confirm that the equipment is serviceable and in its proper location;
 - (f) all safety cables attached to the kelly hose, tongs, weight indicator or other suspended equipment are inspected, properly secured, and serviceable; and
 - (g) each air-intake shut-off valve or engine flooding system, where required for diesel engines by subsection 50(2), are tested to confirm that it is serviceable
 - (i) before drilling out the cement plug at the shoe of any casing string,
 - (ii) before each formation flow test or series of tests, and
 - (iii) in conjunction with every blowout prevention practice drill required under paragraph 151(f).

Inspection of Hoisting Equipment

132. (1) Every operator shall ensure that
- (a) all lifting and hoisting equipment is inspected at regular intervals and is serviceable;
 - (b) cables, slings and other devices used in lifting, transferring or moving loads are inspected before use and replaced if they show signs of wear;
 - (c) all hoisting machinery on a drilling unit is inspected each year and tested every four years in the manner prescribed by the *Tackle Regulations*;
 - (d) all chains, rings, hooks, blocks, shackles and other loose gear on a drilling unit are tested in accordance with the *Tackle Regulations* or in accordance with other standards equivalent or superior to the standards set out in those regulations;

qu'un rapport est ensuite rédigé sur les résultats de l'inspection.

- (3) L'exploitant doit s'assurer que
- a) sous réserve de l'alinéa b), toutes les composantes majeures du système d'obturateurs anti-éruption, sauf les mâchoires à fermeture totale, sont actionnées une fois chaque jour où des opérations de forage ont lieu si
 - (i) le train de tiges est hors du trou, ou
 - (ii) le trépan est à l'intérieur du tubage;
 - b) lorsque le train de tiges n'est pas hors du trou ou que le trépan n'est pas à l'intérieur du tubage, toutes les composantes majeures du système d'obturateurs anti-éruption, sauf les mâchoires à fermeture totale, sont actionnées au moins une fois par trois jours d'opérations de forage;
 - c) les mâchoires à fermeture totale sont mises en marche chaque fois que le train de tiges est retiré du trou;
 - d) l'équipement complémentaire qui peut être utilisé pour le contrôle du puits, notamment les unités et tiges de cimentation, les dégazeurs, les conduites de commande hydraulique et les obturateurs anti-éruption à l'intérieur des tiges de forage peuvent être utilisés à tout instant;
 - e) tout l'équipement de sécurité ou de lutte contre l'incendie, exigé en vertu du présent règlement, est inspecté une fois par semaine afin de vérifier s'il est en état de service et entreposé au bon endroit;
 - f) tous les câbles de sécurité attachés aux tuyaux flexibles d'injection, aux tenailles, aux indicateurs de poids ou à tout autre matériel suspendu sont inspectés, bien attachés et en bon état de fonctionnement; et
 - g) chaque vanne d'arrêt d'entrée d'air ou système d'injection des moteurs, requis pour les moteurs diesel par le paragraphe 50(2), est vérifié afin de confirmer son bon état de fonctionnement
 - (i) avant de refoyer le bouchon de ciment au sabot d'un train de tubage,
 - (ii) avant l'exécution de chaque essai d'écoulement de formation ou de chaque série d'essais, et
 - (iii) en conjonction avec l'exercice de prévention d'éruption exigé par l'alinéa 151f).

Inspection de l'équipement de hissage

132. (1) L'exploitant doit s'assurer que
- a) tout l'équipement de levage et de hissage est inspecté à intervalles réguliers et maintenu en bon état de fonctionnement;
 - b) les câbles, les élingues et les autres appareils utilisés pour le levage, le transfert et le déplacement de charges sont inspectés avant leur utilisation et remplacés en cas d'usure;
 - c) toute la machinerie de hissage installée sur une unité de forage est inspectée chaque année et vérifiée tous les quatre ans conformément au *Règlement sur l'outillage de chargement*;
 - d) toutes les chaînes, crochets, palans, manilles et autres appareils non fixés d'une unité de forage sont vérifiés conformément au *Règlement sur l'outillage de chargement* ou à

- (e) any personnel transfer basket used in respect of a drilling unit is in serviceable condition and any ropes, wires or other vital parts of the basket being used that show sign of significant wear are replaced; and
- (f) any cable used to tow a drilling unit is inspected prior to it being used and is not used if significant wear is detected.

Inspection of Electrical Equipment

133. (1) Every operator shall ensure that the electrical equipment and wiring on any drilling rig that is onshore or drilling unit used in a drilling program is inspected at intervals not exceeding 18 months and, on request of the Chief, shall provide verification that it meets the requirements of section 38 or 39, as the case may be.

(2) Every operator shall ensure that electrical equipment, electrical motors, lighting fixtures and wiring on a drilling rig and on other equipment associated with the drilling program is designed, installed and maintained in accordance with applicable standards of the Canadian Standards Association or other standards that are equivalent or superior to the standards of the Association.

Crane Operations

134. (1) Every operator shall ensure that

- (a) any loading and unloading of supply vessels, vehicles and aircraft ceases where the rigging, cable, boom, mountings or stops of the crane used in these operations are found to be in an unsafe condition;
- (b) adequate tag lines are used to control any swinging of a load that is being lifted by a crane;
- (c) loads are not left hanging above the deck of a drilling unit unless the crane operator is at the controls of the crane; and
- (d) where the weight of any load to be lifted by a crane at a drill site is in excess of five tonnes, the weight is clearly marked on the load.

(2) Where the loading or unloading has ceased pursuant to paragraph (1)(a), it shall not be resumed unless suitable remedial measures are taken so that it may be resumed safely. SOR/80-641, s. 34.

Quantities of Consumables

135. (1) Every operator shall ensure that sufficient quantities of fuel, drilling fluid materials, cement and other drilling consumables are stored on the drill site to meet any normal and foreseeable emergency condition.

(2) Subject to subsection (3), the quantities referred to in subsection (1) shall not, in the case of a drilling unit, be less than

- (a) 30 m³ of weight material;
- (b) 10 m³ of bentonite or equivalent material;

d'autres normes équivalentes ou supérieures aux normes prévues dans ce règlement;

e) toute nacelle de transfert du personnel utilisée sur une unité de forage est en bon état de fonctionnement et tout câble, fil ou élément essentiel de la nacelle qui manifeste des signes d'usure est remplacé; et

f) tout câble utilisé pour remorquer une unité de forage est inspecté avant d'être utilisé et n'est pas utilisé si l'on décèle une usure importante.

Inspection de l'équipement électrique

133. (1) L'exploitant doit s'assurer que l'équipement et le câblage électriques d'un appareil de forage sur terre ou d'une unité de forage utilisés au cours d'un programme de forage sont inspectés à au plus 18 mois d'intervalle et doit, à la demande du Directeur, prouver que les exigences des articles 38 ou 39, selon le cas, sont satisfaites.

(2) L'exploitant doit s'assurer que l'équipement électrique, les moteurs électriques, les luminaires et le câblage sur un appareil de forage ou sur tout équipement connexe au programme de forage sont conçus, installés et entretenus conformément aux normes applicables de l'Association canadienne de normalisation ou à d'autres normes équivalentes ou supérieures.

Utilisation de grues

134. (1) L'exploitant doit s'assurer que

- a) tout chargement et déchargement de navires de ravitaillement, de véhicules ou d'aéronefs est interrompu si l'on constate que le capelage, les câbles, le mât de charge, les pattes de fixation ou le dispositif d'arrêt de la grue sont en mauvais état;
- b) des câbles appropriés sont utilisés pour contrôler toute oscillation des charges soulevées par la grue;
- c) les chargements ne sont pas laissés suspendus au-dessus du pont de l'unité de forage à moins que l'opérateur de la grue ne soit aux commandes; et
- d) le poids est lisiblement indiqué sur toute charge excédant cinq tonnes métriques que la grue doit soulever à un emplacement de forage.

(2) Le chargement ou le déchargement interrompu conformément à l'alinéa (1)a) ne peut être repris à moins que des mesures correctives ne soient prises pour écarter tout danger. DORS/80-641, art. 34.

Quantités de choses consommables

135. (1) L'exploitant doit s'assurer que des quantités suffisantes de combustible, de fluide de forage, de ciment et autres choses consommables nécessaires au forage sont stockées sur l'emplacement de forage afin de parer à toute situation d'urgence normale et prévisible.

(2) Ces quantités ne doivent pas, dans le cas d'une unité de forage, être inférieures à:

- a) 30 m³ de produits alourdissants;
- b) 10 m³ de bentonite ou de matériau équivalent;
- c) 15 m³ de ciment; et

- (c) 15 m³ of cement; and
- (d) 20 m³ of usable fuel.

(3) The Chief may, where special circumstances exist and on the request of an operator, approve quantities less than those set out in subsection (2).

Bulk Handling of Fuel and Consumables

136. Every operator shall ensure that

- (a) drilling fluid additives are
 - (i) stored and handled in a manner that minimizes deterioration and prevents damage to the environment, and
 - (ii) where bulk transfer systems are not used, packaged in properly labelled containers;
- (b) liquid fuel and oils are transported, transferred and stored in a closed system;
- (c) liquid fuel stored at or above deck level or at ground surface is contained in a closed and properly vented container that is located at least 25 m from a well;
- (d) bulk fuel storage containers located onshore for use at a drill site are surrounded by an impermeable dike of sufficient height and strength to contain within its perimeter all the fuel in the storage containers;
- (e) all reasonable precautions are taken to avoid spillage while transferring fuel from a supply vessel to a drill site or to a drilling unit; and
- (f) when a fuel transfer referred to in paragraph (e) is completed, the transfer hoses used in the transfer are drained into the supply vessel and both hose-ends are securely plugged.

Waste Material

137. Every operator shall ensure that all waste material, drilling fluid and drill cuttings generated at a drill site are handled and disposed of in a manner that

- (a) does not create a hazard to safety, health or to the environment; and
- (b) is approved by the Chief.

138. Every operator shall ensure that

- (a) any oil or gas produced during formation flow tests is stored in suitable tanks or flared in a manner approved by the Chief;
- (b) where an oil spill occurs, oil spill countermeasures of a chemical nature are not used unless, in the opinion of the Chief, there is a severe threat to the safety of persons, property or the natural environment; and
- (c) in respect of a well that is offshore
 - (i) any waste fuel, oil or lubricant is collected in a closed system that is designed for the purpose, and
 - (ii) any stored waste oil or oily material, not burned at the drill site, is transported to shore in a suitable container and properly disposed of at the shore.

- d) 20 m³ de combustible utilisable.

(3) Le Directeur peut, dans des cas spéciaux et à la demande de l'exploitant, approuver des quantités inférieures.

Manutention en vrac du combustible et des choses consommables

136. L'exploitant doit s'assurer que

- a) les additifs aux fluides de forage
 - (i) sont stockés et manutentionnés de façon à minimiser leur détérioration et à éviter d'endommager l'environnement, et
 - (ii) sont emballés dans des contenants bien étiquetés, si on n'utilise pas de systèmes de transfert en vrac;
- b) le combustible liquide et les huiles sont transportés, transférés ou stockés dans des contenants fermés;
- c) le combustible liquide entreposé sur le pont ou au-dessus du niveau du pont ou au niveau du sol se trouve dans un contenant fermé et bien aéré, à au moins 25 mètres du puits;
- d) les contenants de stockage en vrac de combustible qui sont placés sur terre pour fins d'utilisation à un emplacement de forage sont entourés d'une digue imperméable assez haute et résistante pour contenir dans son périmètre tout le combustible des contenants;
- e) toutes les précautions raisonnables sont prises pour éviter le déversement de combustible au cours de son transfert du navire de ravitaillement à l'emplacement ou à l'unité de forage; et
- f) lorsque le transfert du combustible est terminé, les tuyaux de transfert sont égouttés dans le navire de ravitaillement et leurs extrémités bien bouchées.

Déchets

137. L'exploitant doit s'assurer que tous les déchets, les fluides de forage et les débris de forage produits à un emplacement de forage sont manutentionnés et évacués d'une façon approuvée par le Directeur et qui ne met pas en danger la sécurité, la santé ni l'environnement.

138. L'exploitant doit s'assurer que

- a) le pétrole ou le gaz extrait au cours des essais d'écoulement de formation est stocké dans des réservoirs appropriés ou brûlé de la façon approuvée par le Directeur;
- b) en cas de fuite de pétrole, aucune mesure de lutte exigeant l'emploi de produits chimiques n'est utilisée sauf lorsque le Directeur est d'avis qu'il existe une grave menace contre la sécurité du personnel, les biens ou l'environnement naturel; et
- c) dans le cas d'un puits au large des côtes,
 - (i) le combustible, pétrole ou lubrifiant de rebut est recueilli dans des contenants fermés conçus à cette fin, et
 - (ii) les matières pétrolières et le pétrole de rebut en stockage, qui ne sont pas brûlés sur l'emplacement de

139. Every operator shall ensure that

(a) all sewage, galley and other domestic waste that might contribute to pollution is disposed of in a manner approved by the Chief;

(b) combustible trash is not burned at a drill site except where precautions are taken to ensure that the fire does not endanger personnel or the safety of the well;

(c) any spent acid or excess acid is disposed of in a manner approved by the Chief; and

(d) in respect of a well that is offshore, all non-combustible trash, including glass, wire, scrap metal and plastics, is transported to a port and properly disposed of at that port.

Radio and Support Craft Procedures

140. Every person in charge of a helicopter, supply vessel, or other support craft employed in the carrying out of a drilling program shall inform all passengers of such craft, at the time of boarding, of the safety rules and procedures applicable to that craft.

141. Every operator shall ensure that the radio station on a drilling unit used by him in a drilling program is manned with personnel capable of operating the radio station and such personnel shall, as a part of their regular duties,

(a) maintain a listening watch on the 156.8 MHz frequency; and

(b) monitor all movements of any support craft operating between the drilling unit and the shore.

142. Every person in charge of a standby craft referred to in section 18 shall

(a) maintain open communication channels with the drilling unit;

(b) maintain the craft within such distance from the drilling unit as is approved by the Chief; and

(c) stand ready with the craft to conduct rescue operations at any time

(i) that the safety of personnel, the safety of the drilling unit or the safety of the well being drilled by that drilling unit is endangered or is likely to be endangered,

(ii) when there is particular danger of a man falling overboard,

(iii) when a helicopter is landing on or taking off from the drilling unit,

(iv) when diving operations from the drilling unit are in progress, and

(v) when the drilling unit is threatened by ice.

Moving Drilling Units

143. (1) The anchor of any drilling unit used in a drilling program shall not be set or retrieved when weather or sea conditions are such as to render such operations unsafe.

forage, sont transportés sur terre dans un contenant approprié pour y être éliminés.

139. L'exploitant doit s'assurer que

a) toutes les eaux résiduelles, les déchets de cuisine et les autres déchets domestiques qui peuvent contribuer à la pollution sont éliminés d'une façon approuvée par le Directeur;

b) aucun rebut de combustible n'est brûlé sur un emplacement de forage sauf lorsque des précautions ont été prises pour s'assurer que le feu ne compromet pas la sécurité du puits ou du personnel;

c) l'acide utilisé ou en surplus est éliminé d'une façon approuvée par le Directeur; et

d) dans le cas d'un puits au large des côtes, tous les rebuts non combustibles, y compris le verre, les fils, les métaux de rebut et les plastiques sont transportés à un port pour y être éliminés.

Modes opératoires des radios et des véhicules de service

140. Le responsable d'un hélicoptère, d'un navire de ravitaillement, ou d'un véhicule de service utilisé dans un programme de forage doit au moment de l'abordage ou de l'appontage aviser les passagers des règles et mesures de sécurité applicables audit véhicule.

141. L'exploitant doit s'assurer que la station de radio de chaque unité de forage utilisée au cours d'un programme de forage est confiée à un personnel capable d'en assurer le fonctionnement; ce personnel doit, dans le cadre de ses fonctions régulières,

a) assurer une écoute radio sur la fréquence de 156,8 MHz; et

b) contrôler tous les déplacements des véhicules de service entre l'unité de forage et la côte.

142. Le responsable d'un véhicule de secours mentionné à l'article 18 doit:

a) maintenir libres les voies de communication avec l'unité de forage;

b) utiliser le véhicule en deçà d'une distance de l'unité de forage approuvée par le Directeur; et

c) être prêt en permanence à effectuer des opérations de sauvetage

(i) lorsque la sécurité du personnel, de l'unité de forage ou du puits est menacée ou risque de l'être,

(ii) lorsqu'il y a danger qu'un travailleur fasse une chute par-dessus bord,

(iii) lorsqu'un hélicoptère apponte sur l'unité de forage ou en décolle,

(iv) lorsque des opérations de plongée sont effectuées de l'unité de forage, et

(v) lorsque l'unité de forage est menacée par les glaces.

Déplacement des unités de forage

143. (1) L'ancre de toute unité de forage utilisée au cours d'un programme de forage ne doit pas être installée ni remon-

(2) All drillpipe, drillcollars, marine risers or other equipment and any consumables stored on the deck of any drilling unit used in a drilling program shall be securely tied down during a move or during any adverse weather conditions.

(3) Where a drilling unit used in a drilling program is moved, the anchor buoy pennant lines shall be securely fastened, whenever practicable, to prevent them from trailing over the side of the unit or in the water.

Anchors

144. (1) Where anchors are used for holding any drilling unit used in a drilling program in position at a well site, each anchor line and anchor shall be tested, prior to the commencement of drilling operations, to a tension equal to the lesser of

- (a) the maximum anticipated tension expected during the time the drilling unit is on the well site; and
- (b) the capacity of the winch.

(2) Where a tension load equal to the lesser of subsections (1)(a) and (b) cannot be applied to the anchor line, the operator shall take such remedial action as is necessary to ensure that the drilling unit is securely anchored.

Stability

145. (1) Where an operator uses a drilling unit in a drilling program that is not a floating drilling unit, he shall ensure that

- (a) the mat, legs, footings, hull or piles of the unit and the surrounding seafloor are inspected regularly, where practicable, to confirm that no areas of weakness are developing; and
- (b) where scour, build up of seafloor sediments or any other condition that threatens the stability of the drilling unit occurs, such measures as are necessary to protect the safety of the drilling unit and of the personnel on board are taken.

(2) Where an operator uses a drilling unit referred to in subsection (1), he shall not raise or lower the unit if weather, ice or sea conditions make such an operation unsafe.

(3) During the raising or lowering of any drilling unit referred to in subsection (1), only those persons necessary for the operation shall be on board the drilling unit and each person on board the drilling unit shall be awake and wear a life jacket.

Diving

146. (1) Every operator shall ensure that when a diving operation is to be carried out from a drilling base, a drilling unit, or other vessel used in a drilling program

- (a) a diving supervisor is available to supervise all aspects of the diving operation; and

tée lorsque les conditions météorologiques ou marines sont de nature à rendre ces opérations dangereuses.

(2) Les tiges de forage, les masses-tiges, les colonnes montantes marines ou autres matériaux et les choses consommables entreposées sur le pont d'une unité de forage utilisée dans un programme de forage doivent être bien arrimés au cours du déplacement d'une unité de forage ou pendant les conditions météorologiques défavorables.

(3) Lorsqu'une unité de forage utilisée dans un programme de forage est déménagée, les lignes des bouées d'ancrage doivent être bien attachées, si possible, afin de les empêcher de prendre le long de l'unité ou de flotter.

Ancres

144. (1) Lorsque des ancrs sont utilisées pour maintenir une unité de forage au-dessus d'un puits au cours d'un programme de forage, chaque ligne de mouillage et chaque ancre doivent être éprouvées avant le début des opérations de forage jusqu'à une traction correspondant à la moindre des valeurs suivantes:

- a) la traction maximale prévue pendant toute la période où l'unité est sur le puits; ou
- b) la capacité du treuil de levage.

(2) Lorsque la traction ne peut être appliquée à la ligne de mouillage, l'exploitant doit prendre les mesures correctives nécessaires pour s'assurer que l'unité de forage est bien ancrée.

Stabilité

145. (1) Lorsqu'un exploitant utilise dans un programme de forage une unité de forage non flottante, il doit s'assurer que

- a) le mât, les jambes, les socles, la coque ou les pieux d'une telle unité et les fonds marins environnants sont inspectés régulièrement dans la mesure du possible afin de prévenir toute défaillance éventuelle; et
- b) lorsque l'érosion ou le dépôt de sédiments marins ou d'autres conditions menacent la stabilité de l'unité de forage, les mesures nécessaires sont prises pour protéger la sécurité de l'unité de forage et du personnel.

(2) Lorsqu'un exploitant utilise une unité de forage non flottante, il ne doit pas la remonter ni la descendre lorsque les conditions météorologiques ou l'état de la mer ou des glaces compromettent la sécurité de telles manœuvres.

(3) Au cours de la remontée ou de la descente d'une unité de forage non flottante, seul le personnel nécessaire à la manœuvre doit être à bord de l'unité et il doit être réveillé et porter des brassières de sauvetage.

Plongée

146. (1) Lorsque des opérations de plongée doivent être effectuées à partir d'une base de forage, d'une unité de forage ou d'un navire utilisé dans un programme de forage, l'exploitant doit s'assurer

- a) qu'un surveillant de plongée est disponible pour diriger tous les aspects des opérations; et

(b) the diving operation is not carried out unless, in the opinion of the diving supervisor referred to in paragraph (a), sea and weather conditions are such that the operations are safe.

(2) Every operator shall ensure that any diving operation from any drilling base, drilling unit or vessel referred to in subsection (1) complies with the requirements of Canadian Standards Association Z275.2-1974, Occupational Safety Code for Diving Operations.

(3) All diving equipment used in any diving operation referred to in subsection (1) shall be properly maintained and shall be checked at the surface before the diving operation commences.

(4) Every diver engaged in a diving operation referred to in subsection (1) shall maintain a personal log book in which he records the details of his dives and his medical history.

(5) A taped record of all voice communications between the diver and the diving supervisor shall be made during every diving operation referred to in subsection (1), except where the dive is to a depth of less than 55 m.

(6) Where, in any diving operation referred to in subsection (1), a diver will be exposed to a pressure that is equivalent to or greater than that of 55 m of water,

(a) a standby diver, suitably equipped for the working depth, shall be stationed in the diving vehicle required under subsection 59(1) ready to assist the working diver;

(b) a diving system designed and equipped to permit a diver to be transferred, under pressure, to a suitably sized and equipped decompression chamber shall be available; and

(c) the diving system shall have a means of enabling a medical attendant to treat a diver while he is in the decompression chamber. SOR/80-641, s. 35.

PART V

SAFETY AND TRAINING OF PERSONNEL

General

147. Every operator shall ensure that

(a) any operation necessary for the safety of personnel employed at a drill site or on a support craft has priority, at all times, over any other operation on that drill site or craft;

(b) trained personnel are ready and able to operate any item of equipment; and

(c) safe working methods are followed in all operations during any drilling program.

General Safety

148. Every operator shall require that all personnel keep clear of any load that is being hoisted, suspended or lowered on a drilling rig, drilling unit or on a support craft and shall ensure that no person is under a mast that is being raised or lowered.

b) que les opérations ne sont pas exécutées si le surveillant de plongée est d'avis que les conditions météorologiques et marines présentent un danger.

(2) L'exploitant doit s'assurer que toute plongée effectuée à partir d'une base de forage, d'une unité de forage ou d'un navire visés au paragraphe (1) satisfait à la norme Z275.2-1974 du Code de sécurité professionnel pour les travaux de plongée de l'Association canadienne de normalisation.

(3) Tout l'équipement de plongée doit être bien entretenu et vérifié en surface avant le début des opérations de plongée.

(4) Chaque plongeur doit tenir à jour un carnet personnel dans lequel il consigne les détails de ses plongées et ses antécédents médicaux.

(5) Un enregistrement de toutes les conversations entre le plongeur et le surveillant doit être effectué au cours de chaque plongée sauf au cours des plongées de moins de 55 m de profondeur.

(6) Lorsque dans une opération de plongée un plongeur doit être soumis à une pression équivalente ou supérieure à 55 m d'eau,

a) un plongeur de réserve, convenablement équipé pour la profondeur, doit être posté dans le véhicule de plongée visé au paragraphe 59(1), prêt à le secourir;

b) un système de plongée, conçu et équipé pour permettre à un plongeur de passer, sous pression, dans une chambre de décompression bien équipée et de bonne dimension, doit être disponible; et

c) le système de plongée doit permettre à un assistant médical de traiter un plongeur pendant sa période dans la chambre de décompression. DORS/80-641, art. 35.

PARTIE V

SÉCURITÉ ET FORMATION DU PERSONNEL

Dispositions générales

147. L'exploitant doit s'assurer que

a) tout travail nécessaire à la sécurité du personnel employé sur un emplacement de forage ou sur un véhicule de service a priorité en permanence sur toute autre opération effectuée sur cet emplacement ou véhicule;

b) un personnel qualifié est disponible et en mesure d'assurer le fonctionnement de toute pièce d'équipement; et

c) des méthodes de travail sûres sont appliquées au cours de tout programme de forage.

Sécurité en général

148. L'exploitant doit exiger que tout le personnel se tienne à distance de toute charge hissée, suspendue ou descendue sur un appareil de forage, une unité de forage ou un véhicule de service et doit s'assurer que personne ne se trouve sous un mât qu'on est en train d'élever ou d'abaisser.

149. Every operator shall ensure that all working areas including walkways, decks, stairs, rig floors and enclosed areas on a drilling rig, drilling unit or support craft are kept clean and tidy and free of waste material, oil and ice.

Training of Personnel

150. (1) Every operator shall ensure that every person employed on a drilling program

(a) receives instruction and training in respect of all operational and safety procedures that that person may be required to carry out during the course of his duties during such employment;

(b) is capable of doing the duties assigned to him; and

(c) is 16 years of age or more and is 18 years of age or more if his duties require him to work on the drill floor.

(2) No drilling unit supervisor, drilling rig supervisor, drilling foreman or tool-pusher shall be employed on a drilling program unless he has, once in every three year period, attended at and achieved a satisfactory rating from a well control school whose standards are acceptable to the Chief.

(3) When requested by the Chief, the operator shall inform him of the arrangements he has made to ensure that the requirements of subsection (1) are being carried out.

Safety Drills

151. Every operator shall ensure that

(a) a fire drill is held at least once every two weeks at each drill site;

(b) all personnel employed on a drill site are familiar with personal safety and evacuation procedures in respect of the drilling program;

(c) all drill crew and other persons employed on a drilling program have received instructions in respect of their duties in the event of an oil spill;

(d) a field practice exercise of oil spill countermeasures is held at least once in each year that the operator is engaged in a drilling program;

(e) in the case of a drilling unit, an abandon ship drill is carried out at least once each week;

(f) a blowout prevention practice drill is held at least once each week the operator is engaged in a drilling program; and

(g) each member of the drill crew is fully instructed in his assigned duties in respect of or the prevention of a blowout.

152. Every operator shall post a notice at appropriate locations at a drill site that sets out the details of the emergency procedures to be followed in the event of fire or evacuation of the drill site.

Protection Against Poisonous Gas

153. Every operator shall ensure that

149. L'exploitant doit s'assurer que toutes les aires de travail notamment les passages, les ponts, les escaliers, les planchers de forage et les aires fermées d'un appareil de forage, d'une unité de forage, ou d'un véhicule de service sont toujours propres, bien rangées et exemptes de déchets, de glace et de pétrole.

Formation du personnel

150. (1) L'exploitant doit s'assurer que tout employé d'un programme de forage

a) reçoit les directives et la formation requises concernant toutes les méthodes de travail et les mesures de sécurité qu'il devra appliquer dans l'exercice de ses fonctions;

b) est en mesure d'exécuter les fonctions qui lui sont confiées; et

c) est âgé d'au moins 16 ans et d'au moins 18 ans s'il doit travailler sur le plancher de forage.

(2) Aucun surveillant d'unité ou d'appareil de forage, ni aucun contremaître de forage ou contremaître de chantier ne peut être employé sur un programme de forage à moins de suivre tous les trois ans un cours de contrôle de puits, dont le Directeur juge les normes satisfaisantes.

(3) À la demande du Directeur, l'exploitant doit l'informer des mesures prises pour garantir le respect des exigences du paragraphe (1).

Exercices de sécurité

151. L'exploitant doit s'assurer que

a) un exercice de lutte contre l'incendie est tenu au moins une fois toutes les deux semaines à chaque emplacement de forage;

b) tout le personnel employé sur un emplacement de forage connaît bien les méthodes d'évacuation et de sécurité du personnel applicables au programme de forage;

c) tous les membres de l'équipe de forage et les autres employés d'un programme de forage ont reçu des directives sur leurs fonctions en cas de fuite de pétrole;

d) un exercice d'application de mesures de lutte contre les fuites de pétrole est tenu sur le terrain au moins une fois chaque année d'exécution d'un programme de forage;

e) dans le cas d'une unité de forage, un exercice d'abandon de navire est tenu au moins une fois chaque semaine;

f) un exercice de prévention d'éruption est tenu au moins une fois chaque semaine d'exécution d'un programme de forage; et

g) chaque membre de l'équipe de forage est au courant de ce qu'il doit faire en cas d'éruption ou pour empêcher une éruption.

152. L'exploitant doit afficher aux endroits appropriés d'un emplacement de forage un avis qui donne le détail des mesures d'urgence à adopter en cas d'incendie ou d'évacuation de l'emplacement de forage.

Protection contre les gaz toxiques

153. L'exploitant doit s'assurer que

- (a) every person employed on a drilling program is made aware of the dangers of hydrogen sulphide gas;
- (b) every member of the drill crew is familiar with the breathing devices required by paragraph 36(1)(a);
- (c) each drilling supervisor is capable of training other personnel in the use and the operation of the hydrogen sulphide detectors required by paragraph 36(1)(b);
- (d) a person whose duties may require the wearing of a breathing device does not have hair that interferes with the proper functioning of such device; and
- (e) every person working in an area where the hydrogen sulphide concentration in ambient air exceeds 15 parts per million by volume wears the breathing device referred to in paragraph (b).

Safety Instruction

154. Every passenger on a helicopter, supply vessel or any other support craft engaged in a drilling program shall comply with all safety instructions received from the person in charge of such craft.

Rest Period

155. Every operator shall ensure that no person is required to work as a member of a drill crew

- (a) a shift in excess of 12 continuous hours, or
- (b) two successive shifts of any duration unless that person has had at least six hours rest between such shifts,

except when such duration of work is necessary to ensure the safety of personnel, the drilling rig or drilling unit or the security of the well.

Protective Clothing

156. Every operator shall ensure that every person employed on a drilling rig or drilling unit wears adequate protective clothing and uses personal safety equipment during the period that person is carrying out his duties.

Safety Belts

157. Every operator shall ensure that a safety belt is worn by each person employed in the derrick or at any other location on a drilling rig or drilling unit where there is a danger of falling.

Smoking

158. (1) No person shall, in respect of a drill site that is onshore, smoke

- (a) within 25 m of the well-head or any other potential source of combustible gases;
- (b) within 25 m of explosives or in an explosives storage room; or
- (c) in any area designated as a no smoking area by the Chief.

(2) No person shall smoke on a drilling unit except in those areas designated by the Chief.

a) chaque employé d'un programme de forage est au courant du danger que présente l'hydrogène sulfuré;

b) chaque membre de l'équipe de forage connaît bien le fonctionnement des appareils respiratoires exigés à l'alinéa 36(1)a);

c) tout surveillant d'opérations de forage est en mesure d'enseigner aux autres membres du personnel le fonctionnement et l'utilisation des détecteurs d'hydrogène sulfuré exigés à l'alinéa 36(1)b);

d) les cheveux d'une personne dont les fonctions exigent le port d'un appareil respiratoire ne nuisent pas au bon fonctionnement de l'appareil en question; et

e) toute personne qui travaille dans un lieu où la concentration d'hydrogène sulfuré dans l'air ambiant dépasse 15 parties par million en volume, porte l'appareil respiratoire mentionné à l'alinéa b).

Directives en matière de sécurité

154. Tout passager d'un hélicoptère, d'un navire de ravitaillement ou autre véhicule de service utilisé dans un programme de forage doit se conformer à toutes les consignes de sécurité reçues du responsable du véhicule.

Période de repos

155. L'exploitant doit s'assurer qu'aucun membre d'une équipe de forage n'effectue

- a) un poste de plus de 12 heures consécutives, ou
- b) deux postes successifs d'une durée quelconque à moins qu'il ne profite d'une période de repos d'au moins 6 heures entre chaque poste,

sauf s'il faut assurer la sécurité du personnel de l'appareil, de l'unité de forage ou du puits.

Vêtements de protection

156. L'exploitant doit s'assurer que tout employé d'un appareil ou d'une unité de forage porte des vêtements de protection et utilise l'équipement de sécurité du personnel lorsqu'il exécute ses fonctions.

Ceintures de sécurité

157. L'exploitant doit s'assurer que tout employé qui travaille dans le derrick ou à un autre endroit d'un appareil de forage ou d'une unité de forage où il existe des risques de chutes porte une ceinture de sécurité.

Fumeurs

158. (1) À un emplacement de forage sur terre, nul ne doit fumer

- a) à moins de 25 mètres d'une tête de puits ou d'une autre source possible de vapeurs combustibles;
- b) à moins de 25 mètres d'explosifs ou d'une pièce d'entreposage d'explosifs; ou
- c) dans tout autre endroit désigné par le Directeur.

(2) Il est interdit de fumer sur une unité de forage sauf dans les endroits désignés par le Directeur.

(3) Notwithstanding subsection (2), no person shall smoke on a drilling unit during any emergency operations or emergency evacuation practice drill.

(4) Every operator shall post notices prohibiting smoking at each area on the drill site designated as a no smoking area by the Chief.

(5) No person shall smoke in any area where a notice prohibiting smoking has been posted pursuant to subsection (4).

Welding

159. (1) No welder shall commence welding on a drill site unless he has obtained approval therefor from the senior supervisor on the drill site.

(2) No supervisor shall grant the approval referred to in subsection (1) unless he is satisfied that there is adequate ventilation and firefighting equipment in the area where the welding is to take place and that the welding operation can be carried out safely.

(3) Every operator shall ensure that a welding operation is not conducted in an area where combustible gases may be present until the area is examined with a detector and found to be safe.

Alcohol and Drugs

160. No person shall be under the influence of alcohol or a drug while engaged in a drilling program.

Corrosive Material

161. Every operator shall ensure that

(a) every container used for corrosive material is constructed of material resistant to corrosion;

(b) every container holding corrosive material is handled in a manner that minimizes the danger of spillage;

(c) where caustic soda is added to the drilling fluid, only safe equipment designed for that purpose is used;

(d) any person handling caustic soda or other corrosive material wears a safety hood or goggles; and

(e) empty containers in which caustic soda or other corrosive materials have been packaged are tightly wrapped in a protective covering or otherwise safely packaged before being transferred from a drilling unit to a supply vessel.

161.1 Every operator shall ensure that every drilling unit is fitted with an eyewash station located in or near the mud mixing facilities. SOR/80-641, s. 36.

162. Every person, when preparing, sampling or using acid solutions or inspecting acid containers, shall wear suitable protective clothing, goggles and shields.

Explosives

163. Every operator shall ensure that

(3) Nonobstant le paragraphe (2), il est interdit de fumer sur une unité de forage pendant un travail d'urgence ou un exercice d'évacuation d'urgence.

(4) L'exploitant doit afficher des avis d'interdiction de fumer dans tout endroit que le Directeur désigne sur un emplacement de forage.

(5) Nul ne doit fumer dans un endroit où un avis d'interdiction fumer est affiché.

Soudure

159. (1) Il est interdit d'entreprendre des travaux de soudure dans un emplacement de forage à moins d'avoir obtenu l'autorisation du surveillant en chef de l'emplacement de forage.

(2) Aucun surveillant ne doit accorder une telle autorisation à moins d'être convaincu que la ventilation est suffisante, que l'endroit où doit être effectuée la soudure est bien pourvu en équipement de lutte contre l'incendie et que les travaux de soudure peuvent être effectués en toute sécurité.

(3) L'exploitant doit s'assurer que des travaux de soudure ne sont pas effectués dans un endroit où il peut y avoir des vapeurs combustibles, jusqu'à ce que l'endroit soit examiné au moyen d'un détecteur et soit jugé sûr.

Alcool et drogues

160. Aucun participant à l'exécution d'un programme de forage ne doit se trouver sous l'influence de l'alcool ou de la drogue.

Substances corrosives

161. L'exploitant doit s'assurer que

a) tout contenant utilisé pour le stockage des substances corrosives est fait de matériaux à l'épreuve de la corrosion;

b) chaque contenant de substances corrosives est manutentionné de façon à minimiser les dangers de déversement;

c) l'addition de soude caustique au fluide de forage se fait au moyen d'un équipement sûr et conçu à cette fin;

d) toute personne qui manipule de la soude caustique ou d'autres substances corrosives porte des lunettes protectrices ou un casque protecteur; et

e) les contenants vides qui ont servi au stockage de la soude caustique ou d'autres substances corrosives sont solidement enveloppés dans une couverture protectrice ou bien emballés avant d'être transférés de l'unité de forage à un navire de ravitaillement.

161.1 L'exploitant doit s'assurer que chaque unité de forage est dotée d'une installation de lavage des yeux située à l'intérieur ou à proximité des installations de mélange des boues. DORS/80-641, art. 36.

162. Quiconque prépare, mélange ou utilise des solutions acides ou inspecte des contenants d'acide doit porter des vêtements protecteurs appropriés, des lunettes et des écrans protecteurs.

Explosifs

163. L'exploitant doit s'assurer que

- (a) a detonator for explosives is not stored with any explosives;
- (b) all detonators and explosives are stored in a dry secure location;
- (c) a detonator of one type is not stored with a detonator of a different type;
- (d) not more than 50 kg of explosive material, including detonators of any type, is stored on a drilling unit; and
- (e) any electrical equipment installed or used in an explosives storage room is explosion-proof.

Radioactive Substances

164. Every operator shall ensure that

- (a) every person using radioactive substances at a drill site is licensed by the Atomic Energy Control Board; and
- (b) the procurement, containment, transportation, use, storage and disposal of all radioactive substances used at a drill site is in accordance with the provisions of the *Atomic Energy Control Act* and the regulations thereunder.

165. Every operator shall ensure that the containment, use and certification of any equipment used at a drill site that emits radiation is in accordance with the requirements of the *Radiation Emitting Devices Regulations*.

Life Jackets

166. Every operator shall require that a life jacket, life belt or immersion suit is worn by every person working

- (a) in the moonpool area of a drilling unit;
- (b) on the deck of a supply vessel; or
- (c) at any other location that is offshore where there is a danger of falling overboard.

Transfer of Personnel

167. (1) No basket that is used for transferring personnel to or from a drilling unit or drilling base shall be used to transfer cargo except in an emergency.

(2) Every operator shall ensure that the transfer of a person by a basket referred to in subsection (1) takes place only when visibility is good and when weather conditions are such that the transfer can be made safely.

(3) When a person is transferred in a basket to or from a drilling unit to a support craft,

- (a) the drilling unit and the support craft shall be in direct radio contact;
- (b) the person to be transferred shall be instructed in the safety procedures to be followed and shall wear a life jacket;
- (c) not more than five persons and their hand luggage shall be transferred at one time in the basket; and
- (d) the raising or lowering of the basket shall be carried out over the water to the greatest extent practical.

- a) aucun détonateur d'explosifs n'est entreposé avec des explosifs;
- b) tous les détonateurs et explosifs sont entreposés dans un endroit sûr et sec;
- c) différents types de détonateurs ne sont pas entreposés au même endroit;
- d) pas plus de 50 kg de matériaux explosifs, y compris les détonateurs de tout genre, ne sont entreposés sur une unité de forage; et
- e) l'équipement électrique installé ou utilisé dans une pièce de stockage d'explosifs est antidéflagrant.

Substances radioactives

164. L'exploitant doit s'assurer que

- a) quiconque utilise des substances radioactives sur un emplacement de forage est dûment autorisé par la Commission de contrôle de l'énergie atomique; et
- b) l'achat, la rétention, le transport, l'utilisation, l'entreposage et l'élimination de toutes les substances radioactives utilisés à un emplacement de forage sont effectués conformément à la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique* et à ses règlements d'application.

165. L'exploitant doit s'assurer que la rétention, l'utilisation et l'approbation de l'équipement utilisé sur un emplacement de forage et qui émet des radiations sont conformes aux exigences du *Règlement sur les dispositifs émettant des radiations*.

Brassières de sauvetage

166. L'exploitant doit s'assurer que quiconque travaille

- a) près du moonpool d'une unité de forage;
- b) sur le pont d'un navire de ravitaillement; ou
- c) dans tout autre endroit au large des côtes où il y a risque de chute par-dessus bord

porte une brassière de sauvetage, une ceinture de sauvetage ou une combinaison d'immersion.

Transbordement du personnel

167. (1) Aucune nacelle qui sert au transbordement du personnel vers une unité de forage ou une base de forage ou à partir de celles-ci ne doit servir au transbordement de fret sauf en cas d'urgence.

(2) L'exploitant doit s'assurer que le transbordement d'une personne par une nacelle n'a lieu que lorsque la visibilité est bonne et que les conditions météorologiques sont telles que le transbordement ne présente aucun danger.

(3) Lorsqu'une personne est transbordée dans une nacelle vers ou à partir d'une unité de forage jusqu'à un véhicule de service,

- a) l'unité de forage et le véhicule de service doivent être en communication radio directe;
- b) la personne à transborder doit être mise au courant des mesures de sécurité à suivre et doit porter une brassière de sauvetage;
- c) il est interdit de transborder en une fois plus de cinq personnes et leurs bagages à main dans la nacelle; et

Accommodation Standards

168. Every operator shall ensure that the following is provided for persons employed in carrying out a drilling program:

- (a) living quarters that are clean, sanitary and adequately heated;
- (b) food that is edible and nourishing; and
- (c) water that is potable and of good quality.

PART VI

OPERATIONAL RECORDS AND REPORTS

General

Safety and Well Evaluation Information

169. (1) Every operator shall record any information obtained during the drilling program that is relevant to the safety of the program or to the evaluation of the well at the time the information is obtained in a suitable book or log kept at the drill site.

(2) Every operator shall submit to the Chief any report regarding applied research work or studies obtained or compiled by him that contains information relevant to the safety of drilling operations in the area set out in the application for Drilling Program Approval as soon as the report is available.

Reference for Well Depths

170. (1) The measurement of any depth in a well made during the drilling or on the termination of the well shall be measured from a single reference point.

(2) The reference point referred to in subsection (1) shall be either the rotary table or the kelly bushing of the drilling rig.

(3) Where a well is onshore, the operator shall measure and record

- (a) the elevation of the natural ground surface prior to spud-in; and
- (b) the elevation of the casing flange after the installation of conductor casing.

(4) Where a well is offshore, the operator shall measure and record immediately prior to spud-in

- (a) the distance from the rotary table to the seafloor at the mean lower low water level; and
- (b) the water depth at the mean lower low water level.

Notification of Significant Event

171. (1) Every operator shall notify the Chief immediately, by the most rapid and practical means, of any significant situation or event, including the loss of life, a missing person, serious injury to a person, fire, loss of well control, an immi-

d) la montée ou la descente de la nacelle doit dans la mesure du possible être effectuée au-dessus de l'eau.

Normes en matière de logement

168. L'exploitant doit s'assurer que

- a) des quartiers d'habitation propres, salubres et suffisamment chauffés;
- b) une nourriture comestible et nourrissante; et
- c) une eau potable et de bonne qualité

sont fournis aux employés d'un programme de forage.

PARTIE VI

DOSSIERS ET RAPPORTS D'EXPLOITATION

Dispositions générales

Renseignements sur la sécurité et l'évaluation du puits

169. (1) L'exploitant doit, au cours du programme de forage, consigner dans un registre ou un journal de bord approprié conservé à l'emplacement de forage les renseignements pertinents à la sécurité du programme ou à l'évaluation du puits, au fur et à mesure qu'ils sont obtenus.

(2) L'exploitant doit dès que possible présenter au Directeur tout rapport des études ou des travaux de recherche appliquée qu'il a obtenu ou personnellement préparé et qui renferme des renseignements sur la sécurité des opérations de forage effectuées dans la zone indiquée dans la demande d'approbation du programme de forage.

Point de référence de la profondeur du puits

170. (1) Les profondeurs d'un puits mesurées au cours du forage ou lors de la cessation du puits doivent l'être à partir d'un seul point de référence.

(2) Le point de référence doit être la table de rotation ou le coin d'entraînement de l'appareil de forage.

(3) Si le puits est sur terre, l'exploitant doit mesurer et consigner

- a) l'altitude de la surface du terrain naturel avant le démarrage du forage; et
- b) l'altitude de la bride de tubage après l'installation du tubage initial.

(4) Si le puits est au large des côtes, l'exploitant doit mesurer et consigner immédiatement avant le démarrage du forage

- a) la distance entre la table de rotation et les fonds marins à la hauteur moyenne des basses mers inférieures; et
- b) la profondeur de l'eau à la hauteur moyenne des basses mers inférieures.

Annnonce d'un événement important

171. (1) L'exploitant doit immédiatement aviser le Directeur, par les moyens les plus pratiques et rapides, de toute situation ou circonstance importante, notamment d'un décès, de la disparition d'une personne, d'une blessure grave d'un

nent threat to the safety of a drilling unit, drilling rig or to personnel, an oil or toxic chemical spill or the anticipated discovery of oil or gas.

(2) Every operator shall submit a full written report of a situation or event referred to in subsection (1) to the Chief as soon as practicable following the notification required by that subsection.

Notifications to Conservation Engineer

172. Every operator shall, within 24 hours, notify a conservation engineer, by telex, telegram or by an equivalent means, of the

- (a) date that a drilling unit arrives at any drill site;
- (b) hour and date of a spud-in or of the re-entry of any well for the purpose of further drilling; and
- (c) hour and date that any drilling rig or drilling unit is released from a well.

Submission of Survey Plan

173. Every operator shall submit to the Chief, in triplicate, a plan of any legal survey made pursuant to section 104 as soon as practical.

Tour Sheets and Barge Reports

174. Every operator shall ensure that a comprehensive record of the drilling operation and observations of the natural environment are maintained during a drilling program in the form of tour sheets and, where applicable, daily ship or barge reports.

175. (1) The tour sheets referred to in section 174 shall be kept during the period any drilling rig that is onshore or drilling unit, as the case may be, is engaged

- (a) in a drilling program; or
- (b) in any well completion or repair operation.

(2) A legible copy of the tour sheets referred to in section 174, signed by or on behalf of the operator, shall be submitted to the Chief at least once each week.

(3) A legible copy of the tour sheets referred to in section 174 for each well shall be kept on the drilling rig or on the drilling unit, as the case may be, during any time drilling operations are being carried out.

(4) The following information shall be recorded on the tour sheets referred to in section 174:

- (a) the elevation of the rotary table or kelly bushing and of the ground or seafloor;
- (b) the time spent by the drill crew at each separate operation carried out during the drilling program;
- (c) the volume of the drilling fluid in surface tanks that is available for use and the properties of and the materials added to the drilling fluid;
- (d) the pumping pressure, the circulating rate of the drilling fluid, and any loss of the drilling fluid in the well;

employé, d'un incendie, de la perte du contrôle d'un puits, d'une menace imminente à la sécurité d'une unité de forage, d'un appareil de forage ou du personnel, d'une fuite de pétrole ou de produit chimique toxique ou de la découverte prévue de pétrole ou de gaz.

(2) L'exploitant doit présenter au Directeur un rapport écrit et complet sur lesdites situations ou circonstances et ce dès que possible après lui avoir donné l'avis.

Avis à l'ingénieur de la conservation

172. L'exploitant doit, dans les 24 heures, aviser l'ingénieur de la conservation, par télex, télégramme ou moyen équivalent,

- a) de la date d'arrivée d'une unité de forage à un emplacement de forage;
- b) de l'heure et de la date de démarrage du forage ou de la reprise d'un puits pour de nouveaux forages; et
- c) de l'heure et de la date où un appareil de forage ou une unité de forage est retiré d'un puits.

Présentation d'un plan de relevé

173. L'exploitant doit, dès que possible, présenter au Directeur un plan en trois exemplaires, de tout relevé légal effectué conformément à l'article 104.

Rapports de sondage et rapports de barges

174. L'exploitant doit s'assurer qu'un rapport complet des opérations de forage et des observations de l'environnement naturel est tenu sous forme de rapports de sondage et, le cas échéant, sous forme de rapports quotidiens des barges ou des bateaux au cours d'un programme de forage.

175. (1) Les rapports de sondage doivent être tenus au cours de la période pendant laquelle un appareil de forage sur terre ou une unité de forage, selon le cas, est engagée

- a) dans un programme de forage; ou
- b) dans une opération de réparation ou d'achèvement de puits.

(2) Un exemplaire lisible des rapports de sondage, signé par l'exploitant ou en son nom, doit être présenté au Directeur au moins une fois par semaine.

(3) Un exemplaire lisible des rapports de sondage, doit être conservé sur l'appareil de sondage ou sur l'unité de forage, selon le cas, aussi longtemps que des opérations de forage sont exécutées.

(4) Les renseignements suivants doivent être consignés dans les rapports de sondage:

- a) l'altitude de la table de rotation ou du coin d'entraînement et du sol ou des fonds marins;
- b) le temps que l'équipe de forage consacre à l'exécution des différentes activités;
- c) le volume du fluide de forage des réservoirs de surface pouvant être utilisé, les propriétés du fluide et les matières qui y sont ajoutées;
- d) la pression de pompage, le taux de circulation du fluide de forage et les pertes de fluide dans le puits;

- (e) the make-up of any drilling assemblies including the size and type of bit, and the size, number and length of all tubulars;
- (f) the increase in the depth of the well made by drilling or coring in each shift of a drill crew;
- (g) the weight on the bit and rotary table speed;
- (h) particulars of the running of and results of any deviation or directional surveys;
- (i) particulars of the running and cementing of any casing, including the type and quantity of casing and cement;
- (j) the results of any pressure test or function test of the blowout preventer system;
- (k) the results of any pressure test on casing, open formations or packers;
- (l) particulars of any wireline logging operations, including the type of wireline log run;
- (m) details of any safety meeting held;
- (n) details of any blowout prevention or abandon ship practice drill held;
- (o) particulars of the failure of or significant damage to any equipment that affects the drilling operations;
- (p) details in respect of the accidental spillage of any fuel, drilling fluid or other material;
- (q) details of any apparent gain in volume of the drilling fluid at the surface and the steps taken to control any kick that may have been encountered;
- (r) particulars of the perforating of any casing including numbers and intervals;
- (s) particulars of the stimulating of any formation including the type and quantity of the fluid used and the pressure and rate at which the fluid was injected into the formation;
- (t) particulars of the running of any formation flow test;
- (u) details of the recovery by wireline of any formation sample or formation fluid sample;
- (v) particulars in respect of the loss of any tubulars or other material in the well and a description of any operations undertaken for their recovery;
- (w) particulars of the suspension of operations for any cause; and
- (x) details in respect of the termination of the well.

(5) Where any drilling rig that is onshore or any drilling unit is being used for a well completion, re-completion or a remedial operation, the information to be recorded on the tour sheets shall, in addition to the data referred to in subsection (4), include

- (a) a summary of the operations undertaken;
- (b) the amounts of workover fluids used, injected, lost or recovered from the well;
- (c) details of any casing or tubing used in the completion;
- (d) results of any tubing and packer pressure tests;

- e) la composition de tout montage de forage, y compris la dimension et le genre de trépan, et la dimension, le nombre et la longueur de tout matériel tubulaire;
- f) l'accroissement de profondeur du puits réalisé par forage ou carottage au cours de chaque poste d'une équipe de forage;
- g) le poids sur le trépan et la vitesse de la table de rotation;
- h) les particularités et les résultats de tout relevé de déviation ou de déviation directionnelle;
- i) les particularités du coulage et de la cimentation de tout tubage y compris le type et la quantité de tubage et de ciment;
- j) les résultats de tout essai de pression et essai de fonctionnement du système d'obturateurs anti-éruption;
- k) les résultats de tout essai de pression sur le tubage, les formations ouvertes ou les packers;
- l) les détails de tout travail de diagraphie par câble, notamment le genre de diagraphie par câble que l'on exécute;
- m) les détails de toute réunion tenue sur la sécurité;
- n) les détails de tout exercice de prévention d'éruption ou d'abandon de navire que l'on a tenu;
- o) les détails de toute défaillance ou dommage important d'une pièce d'équipement qui peut influencer sur les opérations de forage;
- p) les détails des déversements accidentels de combustible, de fluide de forage ou d'autres matières;
- q) les détails de tout gain apparent de volume du fluide de forage à la surface et les mesures prises pour contrôler les jaillissements qui ont pu se produire;
- r) les particularités de la perforation du tubage, y compris le nombre et la fréquence;
- s) les particularités de la stimulation de toute formation, y compris le type et la quantité du fluide utilisé et la pression et le débit d'injection du fluide dans la formation;
- t) les particularités de l'exécution de tout essai d'écoulement de formation;
- u) les détails de la récupération par câble de tout échantillon de formation ou échantillon de fluide de formation;
- v) les particularités de la perte de tout matériel tubulaire ou autre dans le puits et une description des travaux de repêchage;
- w) les particularités de la suspension des travaux pour une raison quelconque; et
- x) les détails de la cessation du puits.

(5) Lorsqu'un appareil de forage sur terre ou une unité de forage est utilisé pour l'achèvement d'un puits, son ré-achèvement ou pour une opération corrective, les renseignements à consigner dans les rapports de sondage doivent, de plus, comprendre

- a) un résumé des travaux entrepris;
- b) la quantité de fluides de reconditionnement utilisée, injectée, perdue ou récupérée dans le puits;
- c) les détails de tout tubage ou tube utilisé dans le programme d'achèvement;

- (e) the landing depths for any tubing or casing packers and the depths of any tool seats; and
- (f) details of any recovered fluid and of any fluid levels observed during swabbing operations.

(6) A summary of any work performed on a well during a drilling program by a work barge, support vessel or other similar equipment shall be submitted to the Chief at least once a week.

176. (1) Where the facilities referred to in subsection 31(1) are required for a well that is onshore, the Chief may request the operator to observe and record the wind direction and velocity, the temperature, and the precipitation at such intervals as he may specify.

(2) Where any drilling program is offshore, the operator shall observe and record on the daily ship or barge report referred to in section 174

- (a) the presence of any ice floes or icebergs and their movement;
- (b) at least once every three hours,
 - (i) the wind direction and speed,
 - (ii) the wave direction, height and period,
 - (iii) the swell direction, height and period,
 - (iv) the current direction and speed,
 - (v) the barometric pressure and air temperature,
 - (vi) the sea water temperature, and
 - (vii) the visibility; and
- (c) the amount of precipitation in the preceding 24 hour period.

(3) Where any exploratory well is drilled from an ice platform the operator shall observe and record any ice movement in the vicinity of the platform at least once every 12 hours and on the request of the Chief shall observe and record at least once every 12 hours

- (a) the wind direction and speed;
- (b) the barometric pressure and air temperature; and
- (c) the current speed and direction. *SOR/80-641, s. 37.*

177. Where any drilling program is offshore and the drilling unit is a floating unit, the operator shall

- (a) observe and record at least once every six hours, when the wind speed does not exceed 35 km/h, and at least once every three hours, when the wind speed exceeds 35 km/h,
 - (i) the pitch, roll and heave of the drilling unit, and
 - (ii) the tension on every anchor line;
- (b) observe and record during the drilling program the fluid level of every ballast, fuel and drill water tank at least once
 - (i) every four hours, where the drilling unit is of the semi-submersible type, and

- d) les résultats de tout essai de pression sur le packer ou les tiges;
- e) la profondeur de scellement de tout packer de tube ou de tubage et les profondeurs des sièges d'outils; et
- f) les détails de toute récupération de fluide et les détails des niveaux de fluide observés au cours des opérations de pistonage.

(6) Un résumé des travaux exécutés sur un puits au cours d'un programme de forage, à l'aide d'une barge de travail, d'un véhicule de service ou de tout équipement analogue doit être présenté au Directeur au moins une fois par semaine.

176. (1) Lorsque les installations mentionnées au paragraphe 31(1) sont nécessaires au forage d'un puits sur terre, le Directeur peut demander à l'exploitant de relever et de consigner dans un registre la direction et la vitesse du vent, la température et les précipitations à des intervalles qu'il peut déterminer.

(2) Dans le cas d'un programme de forage au large des côtes, l'exploitant doit relever et consigner dans le rapport quotidien des barges ou des bateaux visé à l'article 174

- a) la présence de glaces flottantes ou d'icebergs et leur déplacement;
- b) au moins une fois toutes les trois heures
 - (i) la direction et la vitesse du vent,
 - (ii) la direction, la hauteur et la période des vagues,
 - (iii) la direction, la hauteur et la période de la houle,
 - (iv) la direction et la vitesse du courant,
 - (v) la pression barométrique et la température atmosphérique,
 - (vi) la température de l'eau de mer,
 - (vii) la visibilité; et
- c) la quantité de précipitations au cours des 24 heures précédentes.

(3) Lorsqu'un puits de prospection est foré à partir d'une île de glace, l'exploitant doit relever et enregistrer les mouvements des glaces près de l'île au moins une fois toutes les douze heures et, à la demande du Directeur, relever et enregistrer au moins une fois toutes les douze heures

- a) la direction et la vitesse du vent;
- b) la pression barométrique et la température atmosphérique; et
- c) la vitesse et la direction du courant. *DORS/80-641, art. 37.*

177. Lorsqu'il s'agit d'un programme de forage au large des côtes et que l'unité de forage est flottante, l'exploitant doit

- a) relever et consigner dans un registre, au moins une fois toutes les six heures si la vitesse du vent n'exède pas 35 km/h, et au moins une fois toutes les trois heures si elle excède 35 km/h,
 - (i) le tangage, le roulis et la levée de l'unité de forage,
 - (ii) la tension de chaque ligne d'ancrage;
- b) au cours du programme de forage, relever et consigner dans un registre le niveau de fluide de chaque réservoir de ballast, de combustible et d'eau de forage au moins

- (ii) every 24 hours, where the drilling unit is a drillship;
- (c) where the drilling unit is of the semi-submersible type, calculate and record the vertical centre of gravity of the unit at least once every 24 hours; and
- (d) where the drilling unit is a drillship, calculate and record the vertical centre of gravity of the unit at least once every seven days and re-assess that calculation every 24 hours.

Daily Records

178. Every operator shall ensure that

- (a) a daily record is kept of all persons employed or visiting at a drill site; and
- (b) a barge log or ship's log is maintained, in respect of a drilling unit, that records
 - (i) the arrival and departure of any support craft,
 - (ii) the location and deployment of any standby vessel,
 - (iii) the dispatch and receipt of any radio message,
 - (iv) the details of any emergency drills,
 - (v) any change in the draft, and
 - (vi) the particulars of any inspection of the hull.

Routine Reports

179. (1) Every operator shall, during a drilling program, prepare and submit to the Chief once each week

- (a) a summary of all significant events that occurred at the drill site during the preceding week;
- (b) a report describing the lithology of any formation drilled and the nature of any reservoir fluids encountered during the preceding week;
- (c) a summary of the results of any deviation and directional surveys that were taken during the preceding week, including a calculation of the bottom-hole coordinates for any well that was directionally drilled or that has deviated more than five degrees from the vertical; and
- (d) a report in respect of every accident that occurred during the preceding week and that involved an injury to or the death of any person.

(2) Every operator shall, on request of the Chief during a drilling program, submit a report to the Chief each day, by telex, telegram or by an equivalent means, setting out the depth of the well, the lithology of the formations encountered during the previous day, the properties of the drilling fluid, the results of each formation leakoff test, the weather and, where applicable, sea conditions, the performance of the drilling unit and such other information as may be requested by the Chief.

(3) Every operator shall ensure that a record is maintained on the drill site of the receipt and consumption of all explosive material at the drill site and such records shall be submitted on request to the Chief.

(i) une fois toutes les quatre heures lorsque l'unité de forage est de type semi-submersible,

(ii) une fois toutes les 24 heures lorsque l'unité de forage est un bateau de forage;

c) lorsque l'unité de forage est de type semi-submersible, calculer et consigner son centre vertical de gravité au moins une fois toutes les 24 heures; et

d) lorsque l'unité de forage est un bateau de forage, calculer et consigner son centre vertical de gravité au moins une fois tous les sept jours et réévaluer les calculs toutes les 24 heures.

Rapports quotidiens

178. L'exploitant doit s'assurer que

- a) l'on tient un rapport quotidien sur tous les employés et visiteurs d'un emplacement de forage; et
- b) dans le cas d'une unité de forage, on tient un journal de bord sur les barges ou les bateaux dans lequel on consigne
 - (i) l'arrivée et le départ de tout véhicule de service,
 - (ii) l'emplacement et le déploiement de tout véhicule de secours,
 - (iii) l'émission et la réception de tout message radio,
 - (iv) le détail de tout exercice effectué en prévision d'une situation d'urgence,
 - (v) toute variation du tirant d'eau, et
 - (vi) les particularités de toute inspection de la coque.

Rapports courants

179. (1) L'exploitant doit, au cours d'un programme de forage, rédiger et présenter au Directeur, une fois par semaine,

- a) un résumé de tous les événements importants survenus à l'emplacement de forage au cours de la semaine précédente;
- b) un rapport décrivant la lithologie de toute formation forée et la nature des fluides de réservoir rencontrés au cours de la semaine précédente;
- c) un résumé des résultats des relevés de déviation et de déviation directionnelle effectués au cours de la semaine précédente, y compris le calcul des coordonnées du fond du trou pour un puits qui a fait l'objet d'un forage directionnel ou qui a été dévié de plus de 5 degrés de la verticale; et
- d) un rapport de tout accident survenu au cours de la semaine précédente et ayant causé un décès ou des blessures.

(2) L'exploitant doit, si le Directeur le demande au cours d'un programme de forage, lui présenter un rapport quotidien, par télex, télégramme ou moyen équivalent, pour lui indiquer la profondeur du puits, la lithologie des formations forées au cours de la journée précédente, les propriétés du fluide de forage, les résultats de chaque essai de pression de formation, les conditions météorologiques et le cas échéant, maritimes, le rendement de l'unité de forage et tout autre renseignement qu'il peut exiger.

(3) L'exploitant doit s'assurer qu'on tient, à l'emplacement de forage, un rapport sur la réception et l'utilisation de toute substance explosive à l'emplacement et ces rapports doivent être présentés au Directeur à sa demande.

Downhole Survey Record

180. (1) Every operator shall ensure that every wireline log or other survey made in the well

(a) is recorded at a scale that provides a degree of sensitivity appropriate to the measurements being made; and

(b) has recorded thereon a description of any tool calibration or other data that is necessary in the interpretation of the wireline log or survey.

(2) Every operator shall

(a) submit to the Chief, by the most rapid and practical means, two field-print copies of all wireline logs run by that operator;

(b) submit, on the request of the Chief, wireline logs in digital form if they have been prepared in that form; and

(c) submit, on the request of the Chief, all wireline log data in respect of a well before the well is terminated.

Penetration and Gas Content Records

181. The rate of penetration as recorded in accordance with subsection 124(1) and the record referred to in subsection 190(2) shall be submitted to the Chief on his request.

Formation Flow Records

182. (1) Every operator shall submit to the Chief forthwith any records made in accordance with section 200 or 201.

(2) The records referred to in subsection (1) shall include accurate reproductions of any pressure and flow charts except where accurate reproductions cannot be made, in which case the original charts shall be submitted.

(3) Where original charts are submitted pursuant to subsection (2), the Chief shall return the charts to the operator within thirty days of the day he received them.

Report of Structural Faults

183. (1) Every operator shall submit a written report on any inspection or survey made in accordance with section 131 within fifteen days of the day the report is completed.

(2) Every operator shall notify the Chief immediately if an inspection of a drilling unit or of any other vessel engaged in the drilling program reveals conditions that lessen or might lessen the structural integrity of the drilling unit or vessel.

Well Termination Report

184. (1) Every operator shall record the details of the manner in which a well has been terminated and shall submit the record to the Chief, in triplicate, within 21 days of the rig release date in respect of the well.

(2) The record referred to in subsection (1) shall, if requested by the Chief, be accompanied by a sketch illustrating the condition of the well after termination.

Press Releases

185. (1) Every operator shall notify the Chief of his intention to issue a press release or to hold a press conference

Compte-rendu des relevés du trou

180. (1) L'exploitant doit s'assurer que toute diagraphie par câble ou autre relevé effectué dans un puits

a) est enregistrée à une échelle qui fournit un degré de précision approprié aux mesures effectuées; et

b) comporte une description du calibrage des outils ou toute autre donnée nécessaire à l'interprétation de la diagraphie ou du relevé.

(2) L'exploitant doit

a) présenter au Directeur, par les moyens les plus rapides et les plus pratiques, deux exemplaires préparés sur les lieux des diagraphies par câble qu'il a exécutées;

b) présenter, à la demande du Directeur, des diagraphies par câble numériques si elles ont été préparées de la sorte; et

c) présenter, à la demande du Directeur, toutes les données des diagraphies par câble d'un puits avant qu'il ne soit cessé.

Comptes-rendus sur la teneur en gaz et la pénétration

181. La vitesse de pénétration enregistrée conformément au paragraphe 124(1) et le rapport mentionné au paragraphe 190(2) doivent être fournis au Directeur à sa demande.

Comptes-rendus sur les écoulements de formation

182. (1) L'exploitant doit, séance tenante, présenter au Directeur les rapports rédigés conformément aux articles 200 à 201.

(2) Les rapports doivent comprendre des reproductions précises des graphiques d'écoulement et de pression; toutefois, s'il est impossible d'obtenir des reproductions précises, les graphiques originaux doivent être présentés.

(3) Lorsque les graphiques originaux sont présentés, le Directeur doit les renvoyer à l'exploitant dans les 30 jours de leur réception.

Rapport sur les failles structurales

183. (1) L'exploitant doit présenter un rapport écrit de toute inspection ou relevé effectués conformément à l'article 131, dans les quinze jours de l'achèvement d'un tel rapport.

(2) L'exploitant doit aviser immédiatement le Directeur, si une inspection révèle des conditions qui affaiblissent ou peuvent affaiblir l'intégrité structurale de l'unité de forage ou autre navire utilisé dans le programme de forage.

Rapport de cessation d'un puits

184. (1) L'exploitant doit enregistrer les détails de la façon dont un puits a été cessé et doit présenter trois exemplaires du registre au Directeur dans les 21 jours de la date de libération de l'appareil.

(2) À la demande du Directeur, le registre doit être accompagné d'un croquis illustrant l'état du puits cessé.

Communiqués de presse

185. (1) Avant de publier un communiqué de presse, ou de tenir une conférence de presse sur une découverte, une érup-

concerning any discovery, blowout or other significant event that occurs at a well.

(2) The notification referred to in subsection (1) shall be given at least 24 hours in advance of the issuance of the press release or the holding of the press conference except where an emergency is involved in which case the notification shall be given as long as possible in advance of the issuance of the press release or holding of the press conference.

PART VII

WELL EVALUATION

General

186. (1) Every operator shall obtain sufficient well tests, wireline logs, analyses, surveys and samples during the drilling of a well to ensure that a comprehensive geological and reservoir evaluation can be made.

(2) On the request of the Chief in writing, every operator shall

- (a) take any wireline log, test or survey;
- (b) cut any core; or
- (c) collect any sample of drill cuttings or formation fluids.

(3) Where

(a) the bottom of any well is in a sedimentary rock formation,

(b) the well depth approved in the Authority to Drill a Well has not been reached, and

(c) a continuation of drilling would not expose the operator conducting the drilling program to a hazardous operation,

the operator shall, if so directed by the Chief in writing, continue drilling, until the approved well depth is reached or until a non-sedimentary rock formation is encountered, whichever first occurs.

(4) Where permafrost is known to exist in a well, the operator shall, if requested by the Chief, determine the approximate depth of the base of permafrost by running a temperature survey or other wireline log or by such other method as may be specified by the Chief.

(5) Every operator shall, if requested by the Chief, submit an analysis and interpretation of any well evaluation data.

Drill Cuttings

187. (1) Subject to subsection (7), every operator shall, on the request of the Chief, ensure that samples of drill cuttings are collected from those portions of the well designated by the Chief.

(2) Where the samples referred to in subsection (1) are for lithological purposes, they shall be collected at a frequency of one sample for every 5 m drilled.

(3) Notwithstanding subsection (2), where the rate of penetration is abnormally high or where the quantity of drill

tion ou un autre événement important survenu à un puits, l'exploitant doit en aviser le Directeur.

(2) L'avis doit être donné au moins 24 heures avant la publication du communiqué de presse ou la tenue de la conférence de presse mais lorsqu'il s'agit d'une situation d'urgence, l'avis doit être donné le plus longtemps possible avant la publication du communiqué de presse ou la tenue de la conférence.

PARTIE VII

ÉVALUATION DU PUITS

Dispositions générales

186. (1) L'exploitant doit effectuer suffisamment d'essais de puits, de diagraphies par câble, d'analyses et d'échantillonnages au cours du forage d'un puits pour assurer l'exécution d'une évaluation exhaustive du réservoir et de la géologie des lieux.

(2) L'exploitant doit, à la demande écrite du Directeur,

- a) effectuer une diagraphie par câble, un essai ou une étude;
- b) prélever des carottes; ou
- c) recueillir des échantillons de déblais de forage ou de fluides de formation.

(3) Lorsque

a) le fond d'un puits est composé d'une formation de roches sédimentaires

b) la profondeur du puits approuvée dans l'autorisation de forer le puits n'a pas été atteinte; et

c) la poursuite du forage n'exposerait pas l'exploitant chargé de l'exécution du programme à une opération risquée,

l'exploitant doit, si le Directeur l'en instruit par écrit, poursuivre le forage jusqu'à ce qu'il atteigne la première des profondeurs suivantes: la profondeur approuvée, ou une formation de roches non sédimentaires.

(4) Lorsqu'on est sûr de la présence d'une zone de pergélisol dans un puits, l'exploitant doit, à la demande du Directeur, calculer la profondeur approximative de la base du pergélisol en effectuant une diagraphie par câble ou une étude de température ou par toute autre méthode prescrite par le Directeur.

(5) L'exploitant doit, à la demande du Directeur, présenter une analyse et une interprétation de toute donnée d'évaluation d'un puits.

Déblais de forage

187. (1) Sous réserve du paragraphe (7), l'exploitant doit, à la demande du Directeur, s'assurer que des échantillons de déblais de forage sont prélevés des parties du puits désignées par le Directeur.

(2) Lorsque les échantillons servent à des études lithologiques, ils doivent être prélevés à une fréquence d'un échantillon tous les cinq mètres de forage.

(3) Nonobstant le paragraphe (2), lorsque la vitesse de pénétration est anormalement élevée ou lorsque la quantité de

cuttings returning to the surface is abnormally low, the frequency at which the samples are collected may be reduced to a minimum of one sample for every 10 m drilled or a lesser frequency if approval has been obtained from the Chief.

(4) Where the samples referred to in subsection (1) are for the purpose of determining hydrocarbon source potential, they shall be collected at a frequency of at least one sample for every 10 m drilled or a lesser frequency if approval has been obtained from the Chief.

(5) Where samples referred to in subsection (1) are collected for lithological purposes, they shall be

- (a) collected in sufficient portions to satisfy the requirements of section 223; and
- (b) placed, at the time of collecting, in suitable containers that are accurately and durably labelled with the name of the well and the depth interval from which they were obtained.

(6) Where samples referred to in subsection (1) are collected for the purpose of determining hydrocarbon source potential, they shall be collected, canned and sealed on the drill site in a manner approved by the Chief.

(7) Where an operator cannot obtain samples from a portion of the well as required by subsection (1) for any reason, he shall record the depth interval for which samples were not obtained, the reason therefor and submit the record to the Chief.

Cores

188. (1) Every operator shall ensure that conventional cores are taken in accordance with the program contained in the Authority to Drill a Well unless it is not operationally practicable.

(2) Every operator shall advise the Chief, as soon as possible, of any case where it is not practicable to take the cores referred to in subsection (1).

- (3) Any core taken pursuant to subsection (1) shall be
 - (a) extracted from the core-barrel in accordance with good oilfield practices;
 - (b) described immediately in accordance with good geological practices;
 - (c) where the nature of the core is amenable, marked in a way that identifies the depth interval from which the core was obtained and the orientation that the core had prior to its being removed from the formation; and
 - (d) placed in a core container.

- (4) A core container referred to in paragraph (3)(d) shall
 - (a) be sufficiently strong to protect the core from breakage;
 - (b) be approximately 800 mm in overall length; and
 - (c) be accurately and durably labelled with the name of the well, the depth interval from which the core was obtained and the sequential number of the container.

(5) The information referred to in paragraph (4)(c) and subsection 189(2) may be given in a coded form.

déblais de forage ramenée à la surface est anormalement faible, la fréquence de l'échantillonnage peut être réduite à un minimum d'un échantillon tous les 10 m de forage ou à une fréquence moindre si le Directeur donne son approbation.

(4) Lorsque les échantillons servent à déterminer le potentiel de la source d'hydrocarbures, ils doivent être prélevés à une fréquence d'au moins un échantillon tous les 10 mètres de forage ou à une fréquence moindre si le Directeur donne son approbation.

(5) Lorsque les échantillons sont prélevés aux fins d'études lithologiques, ils doivent être

- a) prélevés en quantités suffisantes pour satisfaire aux exigences de l'article 223; et
- b) placés, au moment de l'échantillonnage, dans des contenants appropriés indiquant de façon durable et précise le nom du puits et la profondeur du prélèvement de l'échantillon.

(6) Lorsque les échantillons sont prélevés pour déterminer le potentiel de la source d'hydrocarbures, ils doivent être prélevés et mis dans des boîtes hermétiques à l'emplacement de forage et de la façon approuvée par le Directeur.

(7) Lorsque l'exploitant ne peut pour une raison quelconque obtenir d'échantillons d'une partie du puits, désignée par le Directeur, il doit consigner l'intervalle de profondeur pour lequel des échantillons n'ont pas été obtenus et la raison de l'empêchement, et présenter son rapport au Directeur.

Carottes

188. (1) L'exploitant doit s'assurer que des carottes classiques sont prélevées conformément au programme décrit dans l'autorisation de forer le puits sauf s'il n'est pas pratique d'effectuer le prélèvement.

(2) Lorsqu'il n'est pas pratique de prélever des carottes, l'exploitant doit dès que possible en aviser le Directeur.

- (3) Toute carotte prélevée doit être
 - a) extraite du carottier selon les règles de l'art;
 - b) décrite immédiatement selon les règles admises dans le domaine de la géologie;
 - c) lorsque sa nature le permet, marquée de façon à indiquer l'intervalle de profondeur d'où elle provient et l'orientation qu'elle avait avant qu'elle soit enlevée de la formation;
 - d) placée dans un contenant à carotte.

- (4) Le contenant à carotte doit
 - a) être suffisamment solide pour empêcher le bris de la carotte;
 - b) être d'une longueur totale d'environ 800 mm;
 - c) indiquer de façon durable et précise le nom du puits; la profondeur du prélèvement et le numéro de série du contenant.

(5) Les renseignements mentionnés à l'alinéa (4)c) et au paragraphe 189(2) peuvent être codés.

189. (1) No person shall extract a sidewall core from a core gun before the firing head of the core gun has been removed.

(2) Every operator shall ensure that any sidewall core obtained is described immediately in accordance with good geological practice and is placed in a suitable container that is accurately and durably labelled with the name of the well and the depth interval from which the core was obtained.

Gas Content of Drilling Fluid

190. (1) Where a gas detection device is required under paragraph 75(3)(e), all drilling fluid returning to the surface shall be sampled and tested to determine the total hydrocarbon gas content and, where the facility has the capability, the relative amounts of any methane, ethane, propane and butane gas.

(2) The results of the sampling and testing referred to in subsection (1) shall be recorded.

Wireline Logs

191. (1) Subject to subsection 194, every operator shall ensure that wireline logs that are necessary for the proper evaluation of any well are taken over all uncased intervals in the well below the surface casing.

(2) For the purpose of subsection (1) sufficient wireline logs shall be taken in any well to

- (a) permit an accurate calculation of the porosity, fluid saturation and fluid contact for all potential reservoirs;
- (b) measure the size of the hole and the spontaneous potential and natural radioactivity of any formation;
- (c) assist in determining the lithology of any formation; and
- (d) permit the calculation of accurate values of the vertical angle and direction of the hole and of the structural dips of the formations, where requested by the Chief.

(3) Every operator shall ensure that the wireline logs referred to in subsection (2) yield data of good quality by ensuring that they are taken

- (a) as soon as practical after penetrating a potential reservoir;
- (b) before altering the nature of the drilling fluid in a manner that would affect the quality of the wireline logs;
- (c) before enlarging the diameter of the hole for the purpose of installing casing; and
- (d) at sufficiently frequent time intervals during the drilling of a well that the nature of the formation fluids adjacent to the well-bore have not been significantly altered by invasion of the drilling fluid.

(4) For the purposes of subsection (1), a sufficient number of types of porosity measuring wireline logs shall be taken in any well so that any effect of shaliness, hydrocarbons, complex lithology and the walls of the hole can be compensated for in determining the porosity of any formation.

(5) Unless otherwise approved in the Authority to Drill a Well, at least two types of porosity wireline logs shall be taken

189. (1) Il est interdit d'extraire une carotte latérale du carottier avant que la tête du système explosif soit retirée.

(2) L'exploitant doit s'assurer que toute carotte latérale qui a été prélevée est immédiatement décrite selon les règles admises dans le domaine de la géologie, puis placée dans un contenant approprié qui porte une étiquette durable et précise sur laquelle sont indiqués le nom du puits et la profondeur de prélèvement de la carotte.

Teneur en gaz du fluide de forage

190. (1) Lorsqu'un détecteur de gaz est exigé en vertu de l'alinéa 75(3)e), tout le fluide de forage qui remonte à la surface doit être échantillonné et analysé afin de déterminer la teneur totale en hydrocarbures gazeux et, si l'appareil en offre les possibilités, les quantités relatives de méthane, d'éthane, de propane et de butane.

(2) Les résultats de l'échantillonnage et de l'analyse doivent être consignés.

Diagraphies par câble

191. (1) Sous réserve de l'article 194, l'exploitant doit s'assurer que les diagraphies par câble nécessaires à la bonne évaluation d'un puits sont prises à tous les intervalles de puits non tubés au-dessous du tubage de surface.

(2) Aux fins du paragraphe (1), un nombre suffisant de diagraphies par câble doit être effectués dans un puits pour

- a) permettre un calcul précis de la porosité, de la saturation en fluide et du contact de fluide pour tous les réservoirs potentiels;
- b) mesurer le diamètre du trou ainsi que le potentiel spontané et la radioactivité naturelle de toute formation;
- c) aider à déterminer la lithologie de toute formation; et
- d) permettre de calculer avec précision, à la demande du Directeur, l'angle vertical et la direction du trou et les pendages structuraux des formations.

(3) L'exploitant doit s'assurer que les diagraphies par câble fournissent des données de bonne qualité, en veillant à ce qu'elles soient prises

- a) dès que possible après la pénétration d'un réservoir potentiel;
- b) avant de modifier la nature du fluide de forage d'une façon qui affecterait leur qualité;
- c) avant d'augmenter le diamètre du trou pour installer le tubage; et
- d) à des intervalles assez fréquents au cours du forage d'un puits pour que la nature des fluides de formation adjacents au trou de sonde ne soit pas sensiblement modifiée par l'arrivée du fluide de forage.

(4) Aux fins du paragraphe (1), un nombre suffisant de types de diagraphies par câble pour mesurer la porosité doit être effectué dans un puits afin que tout effet du schiste, des hydrocarbures, de la lithologie complexe et des parois du trou puissent être contrebalancés lors du calcul de la porosité de toute formation.

(5) Sous réserve de l'autorisation de forer le puits, au moins deux types de diagraphies par câble pour la porosité doivent

if significant reservoir development is indicated in the portion of the hole in which the wireline logs are to be taken.

(6) For the purposes of subsection (1), a sufficient number of types of resistivity measuring wireline logs shall be taken in any well so that the distortion caused by filtrate invasion, thin beds, the drilling fluid and the walls of the hole can be compensated for in calculating the formation resistivity.

192. Subject to subsection 194, wireline logs shall be taken in the hole drilled for the surface casing when the requirement to do is stated in the Authority to Drill a Well.

193. Where any wireline log referred to in section 191 is taken,

(a) the maximum bottom-hole temperature shall be measured with at least two maximum-recording thermometers; and

(b) the formation, temperature, the time that the circulation of the drilling fluid stopped and the time that the wireline log instrument left the bottom of the hole shall be recorded on the wireline log.

194. Where the formations in a well are composed of salt or non-sedimentary rock, only those wireline logs that are necessary to measure the diameter of the hole, the radio-activity of the formation and sonic transit time of the formation are required.

195. (1) Every operator shall ensure that every wireline log referred to in section 191 and 192 is taken at a rate that yields good quality data and does not cause formation fluids to be swabbed into the well.

(2) Where conditions in a well are such that the taking of any wireline log referred to in section 191 would endanger the safety of any person, the well or the drilling rig, the operator shall defer the taking of such wireline logs until the conditions are such that the taking of the wireline log can be done safely.

(3) Where the taking of a wireline log is deferred under subsection (2), the operator shall

(a) immediately notify a conservation engineer of the deferment; and

(b) submit a program, for approval of a conservation engineer, detailing the procedures to be used to obtain the information that would have been obtained from the deferred wireline log.

(4) Where a well is offshore and is being drilled from a drilling unit that floats, the operator shall use a motion-compensator device during the taking of any wireline log referred to in section 191 if the vertical motion of the drilling unit is such that the quality of the data would be adversely affected.

Testing and Sampling of Formations

196. (1) Subject to subsection 197(2), every operator shall ensure that every formation in a well is sampled or tested to obtain fluid flow and reservoir pressure data from the formation where there is an indication that the result of such a

être effectués lorsque la formation d'un grand réservoir est indiquée dans la partie du trou où les diagraphies par câble doivent être prises.

(6) Aux fins du paragraphe (1), un nombre suffisant de types de diagraphies par câble pour mesurer la résistivité doit être effectué dans un puits de sorte que la déformation causée par l'arrivée du filtrat, les minces formations, le fluide de forage et les parois du trou puissent être contrebalancées lors du calcul de la résistivité de la formation.

192. Sous réserve de l'article 194, les diagraphies par câble doivent être effectuées dans le trou foré pour le tubage de surface lorsque cette exigence est contenue dans l'autorisation de forer le puits.

193. Lorsqu'une diagraphie par câble est effectuée,

a) la température maximale du fond du trou doit être mesurée avec au moins deux thermomètres à maxima; et

b) la température des formations, l'heure d'arrêt de la circulation du fluide de forage, et l'heure à laquelle l'instrument de diagraphie par câble a quitté le fond du trou doivent être inscrits sur la diagraphie par câble.

194. Lorsque les formations d'un puits sont composées de sels ou de roches non sédimentaires, seules les diagraphies par câble nécessaires à la mesure du diamètre du trou, de la radioactivité de la formation et du temps de propagation du son sont requises.

195. (1) L'exploitant doit s'assurer que toute diagraphie par câble est prise à un débit qui permet d'obtenir des données de bonne qualité et ne provoque pas le pistonnage des fluides de formation dans le puits.

(2) Lorsque les conditions d'un puits sont telles que la prise d'une diagraphie par câble compromettrait la sécurité humaine, ou la sécurité du puits ou de l'appareil de forage, l'exploitant doit reporter la diagraphie jusqu'à ce que les conditions soient favorables.

(3) Lorsque la prise d'une diagraphie par câble est reportée, l'exploitant doit

a) en aviser immédiatement un ingénieur de la conservation; et

b) présenter à un ingénieur de la conservation pour son approbation un programme décrivant les méthodes à utiliser pour obtenir les renseignements qui auraient été obtenus de la diagraphie reportée.

(4) Dans le cas d'un puits au large des côtes et foré à partir d'une unité de forage flottante, un compensateur de mouvement doit être utilisé par l'exploitant au cours de la prise de toute diagraphie par câble si le mouvement vertical de l'unité est telle que la qualité des données serait amoindrie.

Épreuves et échantillonnage des formations

196. (1) Sous réserve du paragraphe 197(2), l'exploitant doit s'assurer que toute formation dans un puits est échantillonnée ou éprouvée pour obtenir des données sur les écoulements de fluide et la pression des réservoirs, lorsqu'il existe une

sample or test will contribute substantially to the evaluation of the formation.

(2) For the purposes of subsection (1), every operator shall ensure that a formation flow test is conducted if fluid samples and productivity data are required and wireline formation samples do not provide sufficient information for the evaluation of the formation.

Formation Flow Test

197. (1) Every operator shall, at the request of the Chief, submit a detailed testing program prior to conducting the formation flow test referred to in subsection 196(2).

(2) Every operator shall ensure that a formation flow test in respect of a well that is offshore is not conducted without the prior approval, in writing, of the Chief.

198. (1) Every operator shall ensure that during any formation flow test no formation fluids are allowed to flow to the surface or are circulated to the surface unless there is adequate illumination in the vicinity of the test tree, flow lines, and test tanks.

(2) Where a well is offshore and is being drilled from a drilling unit that floats, every operator shall ensure that a formation flow test in respect of that well is not conducted

- (a) with a packer set in an interval of the well that is not protected by casing,
- b) when the unit is heaving or likely to heave more than one and one-half metres during the test, or
- c) without adequate illumination,

unless the flow test has been approved by the Chief.

(3) Every operator shall ensure that before starting any formation flow test

- (a) all safety equipment and fire protection equipment is inspected and found ready for immediate use;
- (b) where the test is to be conducted in an interval of a well that is protected by casing, the annulus between the test string and the casing is pressure tested to confirm that the packer will withstand pressure from above the packer;
- (c) all sections of the flow test equipment are pressure tested to at least the maximum pressure to which such equipment may reasonably be expected to be subjected during the test; and
- (d) where the well is offshore, the captain of the stand-by vessel is informed that the test is to be taken.

199. Every operator shall ensure that

- (a) during any formation flow test, all flow rates and pressures are measured and controlled,
- (b) any produced well fluid is

- (i) sampled to determine if it contains hydrogen sulphide gas,

indication que le résultat de l'échantillonnage ou de l'épreuve contribuera sensiblement à l'évaluation de la formation.

(2) Aux fins du paragraphe (1), l'exploitant doit s'assurer qu'un essai d'écoulement de formation est effectué si des données sur la productivité et des échantillons de fluide sont exigés et que des échantillons de formation par câble ne fournissent pas de renseignements suffisants pour l'évaluation de la formation.

Essais d'écoulement de formation

197. (1) L'exploitant doit, à la demande du Directeur, présenter un programme détaillé d'essai avant d'entreprendre l'essai d'écoulement de formation mentionné au paragraphe 196(2).

(2) L'exploitant doit s'assurer qu'aucun essai d'écoulement de formation dans le cas d'un puits au large des côtes n'est effectué sans l'approbation préalable écrite du Directeur.

198. (1) L'exploitant doit s'assurer qu'au cours de tout essai d'écoulement de formation, on ne laisse remonter à la surface aucun fluide de formation ou que les fluides de formation ne circulent pas à la surface à moins que l'éclairage ne soit suffisant près de la tête de puits d'essai, des conduites d'écoulement et des bacs d'essai.

(2) L'exploitant doit s'assurer que dans le cas d'un puits au large des côtes et foré à partir d'une unité de forage flottante, aucun essai d'écoulement de formation n'est effectué

- a) avec un packer installé dans un intervalle du puits non protégé par du tubage,
- b) lorsque l'unité accuse une levée ou peut vraisemblablement subir une levée de plus d'un mètre et demi au cours de l'essai, ou
- c) lorsque l'éclairage n'est pas suffisant,

à moins que l'essai d'écoulement n'ait été approuvé par le Directeur.

(3) L'exploitant doit s'assurer avant d'entreprendre un essai d'écoulement de formation que

- a) tout l'équipement de sécurité et de lutte contre l'incendie est inspecté et jugé dans un état satisfaisant pour être utilisé sur-le-champ;
- b) lorsque l'essai doit être effectué dans un intervalle de trou protégé par du tubage, l'espace annulaire entre les tiges d'essai et le tubage a été vérifié afin de confirmer que le packer résistera à la pression exercée sur lui;
- c) toutes les parties de l'équipement d'essai d'écoulement ont fait l'objet d'un essai de pression jusqu'à au moins la pression maximale prévisible au cours de l'essai; et
- d) dans le cas d'un puits au large des côtes, le capitaine du véhicule de secours est avisé que l'essai doit avoir lieu.

199. L'exploitant doit s'assurer que

- a) au cours d'un essai d'écoulement de formation, tous les débits d'écoulement et les pressions sont mesurés et contrôlés,
- b) tout fluide de formation obtenu est

- (i) vérifié afin de déterminer s'il contient de l'hydrogène sulfuré,

- (ii) monitored to determine if it contains a significant amount of sand, and
 - (iii) stored and disposed of in accordance with section 138,
 - (c) any formation flow test is stopped immediately where
 - (i) hydrogen sulphide gas is present, or
 - (ii) significant sand erosion is occurring,
- unless precautions have been taken to ensure the safety of personnel and the control of the well; and
- (d) after the completion of the formation flow test and prior to pulling the test string used to conduct the test out of the well, any formation fluid in the test string is circulated to the surface or is otherwise recovered.

200. Every operator shall ensure that

- (a) all relevant information on any formation flow test is properly recorded; and
- (b) the information referred to in paragraph (a) includes, if available,
 - (i) the initial shut-in pressure,
 - (ii) all flow rates and wellhead pressures with respect to time,
 - (iii) sufficient build-up pressure and flowing pressure data to calculate the permeability and the static reservoir pressure,
 - (iv) the total volume of fluid recovered and the volume of each type of fluid produced, and
 - (v) the temperature and pressure in the well at the point and at the time any fluid sample was taken.

201. (1) Every operator shall ensure that any formation flow test obtained by wireline is designed and conducted to obtain the maximum amount of reservoir fluid practicable under the circumstances and that all relevant information in respect of the test is recorded.

(2) The information referred to in subsection (1) shall include

- (a) the name of the well and the depth from which the fluid sample was obtained;
- (b) the date and time the fluid sample was obtained;
- (c) the temperature of the formation from which the fluid was obtained;
- (d) a record of the well pressure during the test; and
- (e) the type, quality and nature of the fluids recovered.

202. (1) Every operator shall ensure

- (a) that a sample of each type of fluid produced from any exploration well or any other well that the Chief may designate is taken during a formation flow test;
- (b) that the sample referred to in paragraph (a) is of sufficient volume and is collected using techniques that permit the analyses referred to in section 226;
- (c) where the sample referred to in paragraph (a) is a liquid, the sample is analysed pursuant to section 226 and delivered pursuant to section 227; and

- (ii) contrôlé afin de déterminer s'il contient une quantité importante de sable, et
- (iii) entreposé et éliminé conformément à l'article 138,
- e) l'on suspend immédiatement tout essai d'écoulement de formation
 - (i) lorsque l'on constate la présence d'hydrogène sulfuré, ou
 - (ii) lorsqu'il y a une forte érosion du sable,

sauf lorsque des précautions ont été prises pour assurer la sécurité du personnel et le contrôle du puits; et

- d) après l'essai d'écoulement de formation et avant de retirer du puits les tiges d'essai utilisées pour conduire le test, le fluide de formation qui se trouve dans les tiges d'essai est circulé à la surface ou autrement récupéré.

200. L'exploitant doit s'assurer que toutes les données pertinentes sur l'essai d'écoulement de formation

- a) sont bien consignées; et
- b) comprennent, le cas échéant:
 - (i) la pression initiale d'obturation,
 - (ii) tous les débits d'écoulement et les pressions à la tête du puits en fonction du temps,
 - (iii) assez de renseignements sur la pression de débit et la remontée de pression pour calculer la pression statique du réservoir,
 - (iv) le volume total du fluide récupéré et le volume de chaque type de fluide produit, et
 - (v) la température et la pression du puits à l'endroit et au moment du prélèvement d'un échantillon du fluide.

201. (1) L'exploitant doit s'assurer que tout essai d'écoulement de formation effectué par câble est conçu et conduit pour obtenir la quantité maximale de fluide de réservoir dans les circonstances et que toutes les données pertinentes sur l'essai sont consignées.

(2) Les renseignements doivent comprendre

- a) le nom du puits et la profondeur du prélèvement de l'échantillon de fluide;
- b) la date et l'heure du prélèvement;
- c) la température de la formation d'où provient l'échantillon;
- d) un rapport de la pression du puits durant l'essai; et
- e) le type, la quantité et la nature des fluides récupérés.

202. (1) L'exploitant doit s'assurer que

- a) un échantillon de chaque type de fluide produit d'un puits de prospection ou d'un autre puits que le Directeur peut désigner est prélevé durant un essai d'écoulement de formation;
- b) cet échantillon est d'un volume suffisant et qu'il est prélevé au moyen de techniques qui permettent les analyses mentionnées à l'article 226;
- c) lorsque l'échantillon est un liquide, il est analysé conformément à l'article 226 et délivré conformément à l'article 227; et

(d) where the sample referred to in paragraph (a) is a gas, the sample is analysed pursuant to section 226 and is submitted on the request of the Chief.

(2) Any sample referred to in paragraph (1)(a) shall be placed in a sealed container at the drill site.

(3) The container referred to in subsection (2) shall be

(a) constructed of a material that ensures that the sample can be safely transported; and

(b) numbered, properly labelled and accompanied by information setting out

(i) the name and depth of the well,

(ii) the date and the means by which the sample was obtained, and

(iii) where applicable, the type and the number of the formation flow test.

PART VIII

WELL TERMINATION

Application

203. (1) Where an operator intends to terminate a well, he shall submit the details of the proposed program for the termination to a conservation engineer for approval.

(2) Where the program referred to in subsection (1) has been approved, the operator shall, subject to subsection 186(3), ensure that the well is terminated in accordance with that program.

(3) Where an operator submits a program referred to in subsection (1), he shall forward with the submission the following information in respect of the well to be terminated unless such information is in the possession of the Chief;

(a) the current status of the well;

(b) the lithology and age of all formations;

(c) the depth and extent of any loss of circulation;

(d) the depth and size of any casing strings;

(e) the type and properties of any drilling or completion fluid;

(f) the depth, thickness and nature of any reservoir;

(g) the depth and nature of any show of oil or gas;

(h) the result of any wireline log survey; and

(i) the results of any formation flow test or sample test.

(4) Where a well cannot be terminated in accordance with the approved termination program referred to in subsection (2) owing to the existence of conditions not anticipated by the operator at the time the program was submitted for approval, the operator shall

(a) inform the Chief that the well has not been terminated in accordance with the program;

(b) leave the well in as secure a condition as is practicable; and

(c) terminate the well in accordance with the approved termination program within a period of time specified by the Chief.

d) lorsque l'échantillon est un gaz, il est analysé conformément à l'article 226 et remis au Directeur, à sa demande.

(2) L'échantillon de fluide doit être placé à l'emplacement de forage dans un contenant scellé.

(3) Le contenant doit être

a) fait d'un matériau qui garantit le transport sûr de l'échantillon; et

b) numéroté, bien étiqueté et accompagné de renseignements indiquant

(i) le nom et la profondeur du puits,

(ii) la date et le mode de prélèvement de l'échantillon, et

(iii) le cas échéant, le type et le numéro de l'essai d'écoulement de formation.

PARTIE VIII

CESSATION DE PUITS

Demande

203. (1) Lorsqu'un exploitant entend cesser un puits, il doit présenter à l'approbation de l'ingénieur de la conservation les détails du programme de cessation.

(2) Lorsque le programme a été approuvé, l'exploitant doit, sous réserve du paragraphe 186(3) s'assurer que le puits est cessé conformément à ce programme.

(3) Lorsqu'un exploitant présente un programme de cessation, il doit envoyer avec sa demande les renseignements suivants sur le puits concerné, à moins que ces renseignements n'aient été fournis au Directeur:

a) état actuel du puits;

b) lithologie et âge de toutes les formations;

c) profondeur et importance de toute perte de circulation;

d) profondeur et diamètre des colonnes de tubage

e) propriétés et type de tout fluide de forage ou d'achèvement;

f) profondeur, épaisseur et nature de tout réservoir;

g) profondeur et nature de tout indice de gaz ou de pétrole;

h) résultat de tout relevé de diagraphie par câble; et

i) résultat de tout essai d'écoulement de formation ou essai d'échantillonnage.

(4) Si un puits ne peut être cessé conformément au programme de cessation approuvé, en raison de circonstances que l'exploitant ne pouvait prévoir au moment où le programme était présenté pour approbation, l'exploitant doit

a) aviser le Directeur que le puits n'a pas été cessé conformément au programme,

b) laisser le puits dans l'état le plus sûr possible; et

c) cesser le puits conformément au programme approuvé, dans les délais prévus par le Directeur.

Removal of Casing

204. (1) An operator shall not permanently remove any casing or tubing while abandoning a well except in accordance with subsection (2), and such removal is part of the program referred to in subsection 203(1).

(2) Where the casing referred to in subsection (1) is removed,

- (a) a mechanical bridge plug shall be set in the casing not more than 15 m below the cut-off point prior to cutting the casing;
- (b) subject to paragraph (d), a 30 m cement plug shall be placed across the casing stub;
- (c) that portion of the well above the cut-off point shall be abandoned in accordance with this Part; and
- (d) where casing is cut for the purpose of recovering a wellhead, a cement plug that is as long as practicable shall be placed across the casing stub.

Surface Marking and Restoration

205. Every operator shall ensure that the surface location of any abandoned well that is onshore is marked by a steel marker painted iridescent orange that extends 1.5 m above ground level and is comprised of

- (a) a length of pipe that is either welded to the cover on the cut-off casing or is set in cement; and
- (b) a steel plate that is at least 5 mm thick and measures 500 mm by 300 mm on which the well name and well location coordinates are bead-welded.

206. Every operator shall ensure that

- (a) on the termination of any well,
 - (i) all refuse is cleared from the drill site and the surface of the drill site is restored to the satisfaction of a conservation engineer, and
 - (ii) where applicable, a cement plug is placed in the top of the rat hole and in the top of the mouse hole of the well; and
- (b) on the termination of any well that is offshore, the seafloor is cleared of any material that may interfere with other commercial uses of the sea and no equipment is left on the seafloor unless approved by the Chief. SOR/80-641, s. 38.

Drilling Rig Removal Prohibited

207. No operator shall remove a drilling rig or drilling unit from a well drilled under these Regulations unless the well has been terminated in accordance with these Regulations.

Operator Responsible for Abandoned Wells

208. Every operator shall ensure that

- (a) a well or a portion of a well that is not suspended or completed, is abandoned; and
- (b) where a well is abandoned, the well is abandoned in such a manner that any formation fluid is prevented from flowing through or escaping from the well-bore.

Enlèvement du tubage

204. (1) Un exploitant ne doit enlever de façon permanente aucun tubage ni tube lorsqu'il abandonne un puits, sauf en conformité du paragraphe (2) et cet enlèvement fait partie du programme de cessation.

(2) Au moment de l'enlèvement du tubage,

- a) un bouchon mécanique doit être installé dans le tubage à au plus 15 mètres sous le point de mise hors circuit avant de sectionner le tubage;
- b) sous réserve de l'alinéa d), un bouchon de ciment de 30 m doit être installé en travers du tronçon de tubage;
- c) la partie du puits située au-dessus du point de sectionnement doit être abandonnée conformément à la présente partie; et
- d) lorsque le tubage est sectionné pour récupérer une tête de puits, un bouchon de ciment aussi long que possible doit être placé en travers du tronçon du tubage.

Repère en surface et remise en état

205. L'exploitant doit s'assurer que l'emplacement de surface d'un puits abandonné sur terre est indiqué au moyen d'un repère d'acier, peint de couleur orange iridescent s'élevant à au moins 1,5 m au-dessus du sol et comprenant

- a) une longueur de tuyau soudé au couvercle du tubage de disjonction ou fixé dans le ciment; et
- b) une plaque d'acier d'au moins 5 mm d'épaisseur et mesurant 500 mm sur 300 mm sur laquelle sont soudés en pointillés le nom des coordonnées du puits.

206. L'exploitant doit s'assurer que

- a) lorsque les travaux cessent sur un puits,
 - (i) tous les déchets sont enlevés de l'emplacement de forage et la surface de l'emplacement est remise en état à la satisfaction d'un ingénieur de la conservation, et
 - (ii) s'il y a lieu, un bouchon de ciment est installé à l'extrémité supérieure du trou de rat et du trou de souris du puits; et
- b) lorsqu'un puits au large des côtes est cessé, les fonds marins sont laissés exempts de matières pouvant nuire à d'autres usages commerciaux de la mer et aucun équipement n'est laissé sur les fonds marins à moins d'obtenir l'autorisation du Directeur. DORS/80-641, art. 38.

Interdiction de déplacer un appareil de forage

207. Aucun exploitant ne doit enlever un appareil de forage ou une unité de forage d'un puits foré en vertu du présent règlement à moins que le puits n'ait été cessé conformément au présent règlement.

Responsabilité de l'exploitant quant aux puits abandonnés

208. L'exploitant doit s'assurer que

- a) un puits ou une partie de puits qui n'est pas suspendu ni achevé est abandonné; et
- b) lorsqu'un puits est abandonné, il est abandonné de façon à empêcher l'écoulement ou le déversement de fluides de formation du trou de sonde.

209. (1) An acknowledgement by the Chief of a well termination record submitted in accordance with subsection 184(1) shall in no way relieve an operator of the responsibility for a proper termination of the well if, at a later date, the termination of the well is found not to be in accordance with these Regulations.

(2) Where the Chief is informed that a well or a portion of a well has not been terminated in accordance with these Regulations, he may order the operator of the well to properly terminate the well and specify the period of time in which the proper termination of the well is to be carried out.

Location of Abandonment Plugs

210. (1) For the purposes of paragraph 208(b),

(a) where practicable, a cement plug shall be set at the bottom of any well except where

(i) the formation at the bottom of the well is salt, in which case the bottom cement plug may be set immediately above the top of the salt formation, or

(ii) conditions in the bore hole of the well are such that it is not practicable to set a cement plug at the bottom of the well, in which case the bottom cement plug will be set as deep in the well as is practicable;

(b) cement plugs and mechanical bridge plugs shall be set in accordance with the termination program approved under subsection 203(2) and shall be designed to

(i) isolate formations or groups of formations that appear to have abnormal pressures,

(ii) separate porous permeable formations that contain formation fluids that are significantly different in nature from each other,

(iii) separate porous permeable formations from other porous permeable formations that are significantly different in age, and

(iv) separate lost circulation intervals in the well from other porous permeable formations;

(c) except as provided in paragraphs (a) and (d), a cement plug that is at least 30 m in length shall be run at the bottom of the deepest casing string in the well and the plug shall

(i) extend at least 15 m below and 15 m above the shoe of the casing, or

(ii) be placed on a bridge plug that is set in the casing within 100 m of the casing shoe;

(d) the cement plug referred to in paragraph (c) is not required where

(i) at least 10 m of cement is left in the bottom of the casing during cementation and the cement is not removed, or

(ii) a bridge plug is set in casing within 100 m of the bottom of the hole

and the casing is pressure tested;

(e) where a leak exists or is suspected in the innermost casing string, a cement plug shall be set at the time of abandonment to seal the leak;

209. (1) La confirmation par le Directeur de la réception du rapport de cessation de puits qui lui a été envoyé conformément au paragraphe 184(1) ne relève pas l'exploitant de sa responsabilité de cesser convenablement le puits si l'on constate à une date ultérieure que le puits n'a pas été cessé en conformité du présent règlement.

(2) Lorsque le Directeur est avisé qu'un puits ou une partie de puits n'a pas été cessé conformément au présent règlement, il peut ordonner à l'exploitant de le cesser de façon convenable et spécifier un délai d'exécution.

Emplacement des bouchons d'abandon

210. (1) Aux fins de l'alinéa 208b),

a) un bouchon de ciment doit, si possible, être placé au fond de tout puits sauf lorsque

(i) la formation au fond du puits est du sel, le bouchon de ciment pouvant dans ce cas être placé immédiatement au-dessus de la formation, ou

(ii) les conditions du trou de sonde du puits sont telles qu'il n'est pas pratique de placer le bouchon au fond du puits, auquel cas le bouchon sera placé aussi profondément que possible dans le puits;

b) les bouchons de ciment et les bouchons mécaniques doivent être placés conformément au programme de cessation approuvé en vertu du paragraphe 203(2) et doivent être conçus pour

(i) isoler les formations ou les groupes de formation qui semblent présenter des pressions anormales;

(ii) séparer les formations perméables et poreuses qui renferment des fluides de formation dont la nature diffère sensiblement;

(iii) séparer les formations perméables et poreuses des formations analogues dont l'âge diffère sensiblement,

(iv) séparer les intervalles de perte de circulation dans le puits des autres formations perméables et poreuses;

c) sous réserve des alinéas a) et d), un bouchon de ciment d'au moins 30 mètres de longueur doit être descendu au fond de la plus profonde colonne de tubage dans le puits et il doit

(i) s'étendre à au moins 15 m au-dessous et à au moins 15 m au-dessus du sabot de tubage, ou

(ii) être placé sur un bouchon mécanique dans le tubage à moins de 100 m du sabot de tubage;

d) le bouchon de ciment n'est pas nécessaire si

(i) on laisse en permanence au moins 10 m de ciment au fond du tubage au cours de la cimentation, ou

(ii) un bouchon mécanique est placé dans le tubage à moins de 100 m du fond du trou;

et qu'un essai de la pression du tubage est effectué;

e) lorsqu'une fuite existe ou est suspectée dans la colonne de tubage la plus profonde, un bouchon de ciment doit être mis en place au moment de l'abandon du puits afin de sceller la fuite;

(f) where any annulus is open to a formation, a cement plug shall be set to seal that annulus;

(g) in the case of a well that is onshore,

(i) all casing shall be cut at a point 1 m below ground level and a 10 m plug shall be placed in the innermost casing, and

(ii) a steel plate shall be welded over the top of the casing in a manner that completely closes off the well-bore and the annuli between all strings of casing; and

(h) in the case of a well that is offshore,

(i) a cement plug shall be placed on a bridge plug set at a depth of not more than 150 m below the seafloor or squeezed through a retainer placed at a depth of not more than 150 m below the seafloor, and

(ii) all casing shall be cut off below the seafloor at a depth below which damage by ice scour cannot reasonably be expected or one metre, whichever is the greater.

(2) A conservation engineer may

(a) approve a change in any termination program referred to in subsection 203(2) in respect of the abandonment of a well at any time owing to the existence of conditions not anticipated by the operator at the time the program was submitted for approval; or

(b) require an operator to perforate any casing installed in a well in order to place cement between porous permeable zones that would not otherwise be isolated. SOR/80-641, s. 39.

211. (1) Except in a development well, every operator shall ensure that every interval in a casing string that has been perforated for flow testing or any other purpose is plugged prior to perforating any other interval in the casing string.

(2) Where the perforated intervals referred to in subsection (1) are in formations that contain oil or gas or abnormal fluid pressures, they shall be plugged

(a) by setting a bridge plug not more than 30 m above the top perforation and by placing not less than 5 m of cement on the bridge plug;

(b) by squeezing cement into the perforations and then testing the plug to a pressure of not less than 7,000 kPa above the formation fluid pressure in the interval; or

(c) by setting a cement plug not more than 30 m above the top perforation and not less than 30 m in length.

(3) Notwithstanding subsection (2), where the interval that is perforated is the uppermost perforated interval in a well, a cement plug, the base of which is not more than 30 m above the top perforation, shall be placed in the casing and the plug shall not be less than 30 m in length.

f) lorsqu'un espace annulaire est ouvert à une formation, un bouchon de ciment doit être mis en place pour sceller l'espace;

g) dans le cas d'un puits sur terre

(i) tout le tubage doit être sectionné à un mètre au-dessous du niveau du sol et un bouchon de 10 m doit être placé dans le tubage interne, et

(ii) une plaque d'acier doit être soudée sur le haut tubage de façon à obturer complètement le trou de sonde et les espaces annulaires entre toutes les colonnes de tubage; et

h) dans le cas d'un puits au large des côtes,

(i) un bouchon de ciment doit être placé sur un bouchon mécanique à une profondeur d'au plus 150 m au-dessous des fonds marins ou cimenté sous pression à travers un dispositif de retenue placé à une profondeur d'au plus 150 m au-dessous des fonds marins, et

(ii) tout le tubage doit être sectionné au-dessous des fonds marins à la plus grande des profondeurs suivantes: une profondeur au-dessous de laquelle on ne s'attend raisonnablement pas à ce que l'érosion glaciaire cause des dommages, ou un mètre.

(2) Un ingénieur de la conservation peut

a) toujours approuver une modification au programme de cessation mentionné au paragraphe 203(2), concernant l'abandon d'un puits, en raison de circonstances non prévues par l'exploitant au moment de la présentation du programme pour approbation; ou

b) exiger que l'exploitant perfore tout tubage installé dans un puits afin de placer du ciment entre les zones perméables poreuses qui autrement ne seraient pas isolées.

211. (1) Sauf dans le cas d'un puits de développement, l'exploitant doit s'assurer que les intervalles d'une colonne de tubage perforée pour fins d'essais d'écoulement ou autre, sont bouchés avant de perforent tout autre intervalle dans la colonne de tubage.

(2) Lorsque les intervalles perforés sont dans des formations qui contiennent du pétrole ou du gaz ou des pressions de fluide anormales, ils doivent être obturés

a) en plaçant un bouchon mécanique à au plus 30 m au-dessus de la perforation du haut et en recouvrant d'au moins 5 m de ciment le bouchon mécanique;

b) en injectant du ciment dans les perforations puis en éprouvant le bouchon à une pression d'au moins 7 000 kPa supérieure à la pression du fluide de formation dans l'intervalle; ou

c) en plaçant un bouchon de ciment à au plus 30 m au-dessus de la perforation du haut.

(3) Nonobstant le paragraphe (2), lorsque l'intervalle perforé est l'intervalle perforé le plus élevé dans un puits, un bouchon de ciment dont la base est à au plus 30 m au-dessus de la perforation du haut doit être placé dans le tubage et ce bouchon doit avoir au moins 30 m de longueur.

Length and Quality of Cement Plugs

212. (1) The cement plugs referred to in paragraph 210(1)(b), unless otherwise approved in the termination program, shall be not less than

- (a) 100 m in length, where set in a portion of the well not protected by casing; and
- (b) 30 m in length, where set in a portion of the well that is protected by casing.

(2) The cement used for any cement plugs shall be designed to have a minimum compressive strength of 3,000 kPa after it has hardened for at least eight hours.

Feeling for Plugs

213. (1) Every operator shall wait for at least six hours for the cement used for plugs to harden and shall then confirm with a force of 90 kN or the full weight of the cementing string, whichever is the lesser, the position of any cement plug that is not supported by a plug or by the bottom of the well and that is located

- (a) at the shoe of the deepest casing string;
- (b) above an abnormally pressured zone; or
- (c) above a hydrocarbon bearing zone.

(2) Where a plug is found to be so displaced from its intended position as to render it inadequate for the purpose for which it was intended, a supplementary plug shall be set to replace it and the position of it confirmed in accordance with subsection (1). SOR/80-641, s. 40.

Termination of Test Holes

214. (1) Where an operator intends to terminate a test hole, he shall submit the details of the proposed program for the termination to a conservation engineer for approval.

(2) Where the program referred to in subsection (1) has been approved, the operator shall ensure that the test hole is terminated in accordance with that program.

215. Every operator shall ensure that any hole that is drilled as a part of a drilling program and that is less than 30 m deep is plugged with a cement plug at the surface.

Marking of Well-heads

216. Every operator shall ensure that the well-head of any suspended or completed well is

- (a) protected against damage;
- (b) where the well is onshore, identified by a suitable sign; and
- (c) where the well is offshore, equipped with a device that will permit it to be easily located.

Fluid in Abandoned or Suspended Wells

217. Every operator shall ensure that

- (a) where a well or a lower interval in a well is to be abandoned or suspended, the well or interval shall be filled

Longueur et qualité des bouchons de ciment

212. (1) Les bouchons de ciment mentionnés à l'alinéa 210(1)b), à moins d'autorisation contraire dans le programme de cessation du puits, ne doivent pas être inférieurs à

- a) 100 m de longueur lorsqu'ils sont placés dans une partie du puits non protégée par le tubage; et
- b) 30 m de longueur lorsqu'ils sont placés dans une partie du puits protégée par le tubage.

(2) Le ciment utilisé pour les bouchons de ciment doit être conçu pour offrir une résistance minimale de 3 000 kPa à la compression après huit heures de durcissement.

Vérification des bouchons

213. (1) L'exploitant doit attendre que le ciment utilisé pour les bouchons durcisse pendant au moins six heures puis vérifier, avec une force de 90 kN ou avec le plein poids de la colonne de cimentation, la moindre des deux valeurs étant à retenir, la position de tout bouchon de ciment qui n'est pas soutenu par un autre bouchon ni par le fond du puits et qui est situé

- a) au niveau du sabot de la colonne du tubage la plus profonde;
- b) au-dessus d'une zone de pression anormale; ou
- c) au-dessus d'une zone renfermant des hydrocarbures.

(2) Lorsque l'on constate qu'un bouchon est si dévié de sa position prévue qu'il est rendu insuffisant pour la fonction qui lui était assignée, il faut le remplacer par un autre bouchon dont la position est vérifiée conformément au paragraphe (1). DORS/80-641, art. 40.

Cessation de trou d'essai

214. (1) Si un exploitant entend cesser un trou d'essai, il doit présenter à l'approbation d'un ingénieur de la conservation les détails du programme de cessation.

(2) Lorsque le programme a été approuvé, l'exploitant doit s'assurer que le trou d'essai est cessé conformément au programme.

215. L'exploitant doit s'assurer qu'un trou foré dans le cadre d'un programme de forage et qui mesure moins de 30 m de profondeur est obturé en surface au moyen d'un bouchon de ciment.

Indication des têtes de puits

216. L'exploitant doit s'assurer que la tête de tout puits dont les travaux sont suspendus ou achevés est

- a) à l'abri de tout dommage;
- b) dans le cas d'un puits sur terre, identifiée au moyen d'une inscription appropriée; et
- c) dans le cas d'un puits au large des côtes, équipée d'un dispositif qui permet de la localiser facilement.

Fluide dans des puits abandonnés ou suspendus

217. L'exploitant doit s'assurer que

- a) lorsqu'un puits ou un intervalle inférieur dans un puits doit être abandonné ou suspendu, le puits ou l'intervalle doit

with fluid of sufficient density to over-balance the formation pressures found in the well; and

(b) on request of the Chief, any fluid to be placed in the casing-tubing annulus of a well that is to be suspended or completed is fluid that

(i) will not freeze under the conditions to which it will be subjected, and

(ii) is treated to minimize corrosion of the casing and tubing.

Suspended Wells

218. (1) Every operator shall ensure that every well drilled by him that is suspended is left in such a manner that

(a) prevents any formation fluid from flowing through or escaping from the well-bore;

(b) minimizes any seafloor obstruction where the well is offshore;

(c) permits the installation of a well-head or the safe and efficient resumption of operations; and

(d) restores, to the greatest extent practicable, the surface location to its natural state.

(2) Every well referred to in subsection (1) that is suspended after it is completed shall be equipped with a down-hole mechanical plug and a surface mechanical plug in the tubing that are pressure tested to ensure that they are properly installed.

219. (1) Every well that is suspended and that has not been completed shall be completed or abandoned within six years of the date of suspension.

(2) Every well that is completed and suspended shall be

(a) inspected each year and a report on the condition of the well shall be made to the Chief; and

(b) placed on production or abandoned within a period of six years from the date of suspension unless the Chief has granted an extension of the period.

Well Completion

220. (1) Subject to subsection (2), every operator shall ensure that a well termination program submitted for approval in accordance with section 203 provides for

(a) the isolation of each completed reservoir interval from any other porous or permeable interval penetrated by the well;

(b) the safe and efficient testing and production of any completed reservoir interval;

(c) where open-hole completion techniques are used, the installation of production casing at a depth that is not more than 60 m above the top of the productive interval;

(d) where cased-holed completion techniques are used, the setting of production casing at a depth provides a sump of at least 15 m below the base of the productive interval;

(e) the setting of a packer as close as practicable to the top of the interval to be completed and the pressure testing of that packer to a differential pressure that is at least 4,000 kPa greater than the maximum differential pressure anticipated under production conditions;

alors être rempli de fluide d'une densité suffisante pour suréquilibrer les pressions de formation exercées dans le puits; et

b) à la demande du Directeur, le fluide à injecter dans l'espace annulaire tubage-tube d'un puits qui doit être suspendu ou achevé,

(i) résiste au gel et

(ii) est traité afin de minimiser la corrosion du tubage et des tubes.

Puits suspendus

218. (1) L'exploitant doit s'assurer que chacun de ses puits suspendus est laissé dans un état qui

a) empêche l'écoulement ou le déversement de fluides de formation par le trou de sonde;

b) dans le cas d'un puits au large des côtes, permet de minimiser tout encombrement des fonds marins;

c) permet l'installation d'une tête de puits ou la reprise efficace et sans danger des opérations; et

d) dans la mesure du possible, rétablit la surface de l'emplacement à son état naturel.

(2) Tout puits suspendu après qu'il est achevé doit être pourvu de bouchons mécaniques, un dans le trou et un à la surface, dont la pression est vérifiée pour garantir qu'ils sont installés convenablement.

219. (1) Un puits suspendu sans avoir été achevé doit être achevé ou abandonné dans les six ans de la date de la suspension.

(2) Tout puits qui est achevé et suspendu doit être

a) inspecté une fois par année et il faut alors présenter au Directeur un rapport sur son état; et

b) mis en production ou abandonné dans les six ans de la date de la suspension à moins que le Directeur n'accorde une prolongation du délai.

Achèvement du puits

220. (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant doit s'assurer qu'un programme de cessation de puits présenté pour approbation conformément à l'article 203 prévoit

a) que chaque intervalle de réservoir achevé est isolé de tout autre intervalle perméable ou poreux pénétré par le puits;

b) l'essai et l'exploitation efficaces et sans danger de tout intervalle de réservoir achevé;

c) lorsque des techniques d'achèvement d'un puits non tubé sont utilisées, la mise en place du tubage de production à une profondeur d'au plus 60 m au-dessus de la partie supérieure de l'intervalle de production;

d) lorsque des techniques d'achèvement d'un puits tubé sont utilisées, la mise en place du tubage de production à une profondeur qui assure l'existence d'un puisard à au moins 15 mètres au-dessous de la base de l'intervalle de production;

e) la mise en place d'un packer aussi près que possible de l'extrémité supérieure de l'intervalle à achever et l'essai de pression du packer à une pression différentielle d'au moins

(f) the stimulation of productive formations in a manner that is safe and that permits evaluation of production characteristics; and

(g) on the request of the Chief, the measurement and control of the amount of sand flowing into the well.

(2) Every operator shall ensure that the well-head and related equipment on a completed well

(a) has a working pressure that is greater than the initial reservoir pressure in any productive interval;

(b) is pressure tested to a pressure that is not less than the initial reservoir pressure in any productive interval; and

(c) has installed thereon a means of monitoring

(i) the pressure and temperature at the tubing-head, and

(ii) the pressure at the casing-head.

(3) Every operator shall, on the request of the Chief, install a surface-controlled sub-surface safety valve in a well that has been completed.

PART IX

DEPOSITION OF SAMPLES FROM A WELL

General

221. The Chief may at any time assign or change the name, classification or status of any well.

222. (1) Every operator shall ensure that every sample of a drill cutting, a core or sample of well fluid that is taken from a well in compliance with these Regulations is transported and stored in a manner that prevents any loss or deterioration of the cutting, core or sample.

(2) No operator shall transport

(a) any sample of well fluid that is collected for purposes of analysis in a plastic container or in any other container that may cause or permit the chemical properties of the samples to be significantly altered; or

(b) any sample of gas the pressure of which is greater than the pressure rating of the gas container.

Drill Cuttings

223. (1) Subject to subsection (2), every operator shall ensure that

(a) subject to paragraph (d), a portion of each sample of drill cuttings collected in accordance with section 187 is washed and dried

(i) to remove any drilling fluid or other contaminants, and

(ii) in a manner that minimizes any change in the natural appearance or lithologic characteristics of the cuttings;

(b) the portion referred to in paragraph (a) is of sufficient volume to fill two vial containers;

(c) the vials referred to in paragraph (b) are of a type approved by the Chief and are accurately and durably

4 000 kPa supérieure à la pression différentielle maximale prévue dans des conditions de production;

f) la stimulation des formations productrices par des méthodes sûres qui permettent l'évaluation des caractéristiques de production; et

g) à la demande du Directeur, la mesure et le contrôle du débit de sable dans le puits.

(2) L'exploitant doit s'assurer que la tête de puits et l'équipement connexe d'un puits achevé

a) possèdent une pression nominale supérieure à la pression initiale du réservoir de tout intervalle de production;

b) font l'objet d'un essai de pression à une pression qui est au moins équivalente à la pression initiale du réservoir de tout intervalle de production; et

c) comprennent un dispositif de surveillance

(i) de la pression et de la température à la tête des tubes, et

(ii) de la pression à la tête du tubage.

(3) L'exploitant doit à la demande du Directeur installer dans un puits achevé une soupape souterraine de sûreté commandée en surface.

PARTIE IX

REMISE D'ÉCHANTILLONS D'UN PUITS

Dispositions générales

221. Le Directeur peut attribuer ou changer le nom, la classification ou l'état d'un puits.

222. (1) L'exploitant doit s'assurer que tout échantillon de déblai de forage, une carotte ou un échantillon de fluide de puits qui est prélevé d'un puits conformément au présent règlement est transporté et entreposé de façon à éviter la perte ou la détérioration du déblai, de la carotte ou de l'échantillon.

(2) L'exploitant ne doit pas transporter

a) un échantillon de fluide de puits prélevé pour fins d'analyse dans un contenant de plastique ou dans tout contenant pouvant provoquer ou occasionner une modification sensible des propriétés chimiques des échantillons; ni

b) un échantillon de gaz dont la pression est supérieure à la pression nominale du contenant.

Déblais de forage

223. (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant doit s'assurer que

a) sous réserve de l'alinéa d), une partie de chaque échantillon de déblais de forage prélevé conformément à l'article 187 est lavée et séchée

(i) afin d'éliminer tout fluide de forage ou autre agent de contamination, et

(ii) d'une façon qui minimise toute modification de l'apparence naturelle ou des caractéristiques lithologiques des déblais;

b) la partie de l'échantillon doit être suffisante pour remplir deux fioles;

labelled with the name of the well and the depth interval from which the drill cuttings were obtained;

(d) at least 500 g of each sample of drill cuttings referred to in paragraph (a) are left unwashed and are placed in a moisture-proof container; and

(e) the container referred to in paragraph (d) is durably labelled with the name of the well and the depth interval, which may be coded, from which the sample was taken.

(2) Where it is not practicable to obtain sufficient samples to allow the operator to meet the requirements of subsection (1), he shall process such samples as he has obtained in a manner satisfactory to the Chief.

Sidewall Cores

224. Every operator shall store any sidewall core material remaining after petrographic, reservoir, paleontological, palynological or other analyses have been conducted in containers that are durably labelled with the name of the well and the depth from which the core was obtained.

Conventional Cores

225. (1) Every operator shall ensure that

(a) every conventional core is analyzed to determine the basic reservoir characteristics of all potential reservoir intervals in the core;

(b) the analysis referred to in paragraph (a) includes the measurement of

(i) porosity,

(ii) permeability, in the direction of maximum horizontal permeability, normal to the direction of maximum permeability and in the vertical direction, and

(iii) any other property requested by the Chief; and

(c) when any samples necessary for the analysis referred to in paragraph (a) have been removed from the core, the remaining core or a longitudinal slab of the core that is not less than one-third the cross-sectional area of the core is submitted to the Chief.

(2) Notwithstanding subsection (1), the Chief may approve or require the preservation of all or a portion of any core for the purpose of a full-core analysis.

(3) No person shall remove a core or a portion of a core taken from a well drilled under these Regulations from Canada without the written approval of the Chief.

Analysis of Fluid Samples

226. (1) Every operator shall ensure that

(a) each sample of gas, condensate, oil or water obtained from a well is analyzed to determine

(i) its density, and

(ii) its constituent compounds and the relative proportion of each of the compounds;

(b) each sample of gas referred to in paragraph (a) is analyzed to determine

c) les fioles sont d'un type approuvé par le Directeur et portent une étiquette durable et précise sur laquelle sont indiqués le nom du puits et l'intervalle de profondeur d'où l'échantillon a été prélevé.

d) au moins 500 g de chaque échantillon de déblais de forage sont laissées à leur état naturel et placées dans un contenant à l'épreuve de l'humidité; et

e) le contenant porte une étiquette durable sur laquelle sont indiqués le nom du puits et l'intervalle de profondeur d'où l'échantillon a été prélevé.

(2) S'il est impossible d'obtenir suffisamment d'échantillons pour permettre à l'exploitant de satisfaire aux exigences du paragraphe (1), il doit quand même traiter les échantillons obtenus d'une façon que le Directeur juge satisfaisante.

Carottes latérales

224. L'exploitant doit stocker les carottes latérales restantes après l'exécution d'analyses pétrographiques, de réservoir, paléontologiques, palynologiques ou autres, dans des contenants qui portent une étiquette durable sur laquelle sont indiqués le nom du puits et la profondeur de prélèvement de la carotte.

Carottes classiques

225. (1) L'exploitant doit s'assurer que

a) toute carotte classique est analysée afin de déterminer les caractéristiques fondamentales de réservoir de tous les intervalles potentiels de réservoir dans la carotte;

b) l'analyse comprend le mesurage

(i) de la porosité,

(ii) de la perméabilité, dans la direction de la perméabilité horizontale maximale, perpendiculaire à la direction de la perméabilité maximale et dans la direction verticale, et

(iii) de toute autre propriété, à la demande du Directeur; et

c) lorsque des échantillons nécessaires à l'analyse ont été prélevés à même la carotte, le reste de la carotte ou une plaque longitudinale de la carotte, représentant au moins le tiers de la surface transversale de la carotte, est présentée au Directeur.

(2) Nonobstant le paragraphe (1), le Directeur peut approuver ou exiger la conservation de la totalité ou d'une partie de toute carotte pour analyse complète.

(3) Nul ne peut, sans le consentement écrit du Directeur, expatrier une carotte ou une partie de carotte prélevée d'un puits foré en vertu du présent règlement.

Analyse des échantillons de fluide

226. (1) L'exploitant doit s'assurer que

a) tout échantillon de gaz, de condensat, de pétrole ou d'eau, obtenu d'un puits est analysé afin de déterminer

(i) sa densité, et

(ii) ses constituants et leur proportion relative;

b) chaque échantillon de gaz est analysé afin de déterminer

- (i) its gross heating value in the dry acid-free condition, and
 - (ii) its pseudo-critical temperature and pressure;
 - (c) the viscosity of each sample of oil referred to in paragraph (a) is measured at two different temperatures with a variance of at least twenty degrees Celsius;
 - (d) the resistivity and pH of each sample of water referred to in subsection (1) is measured; and
 - (e) where the well produces more than one fluid phase, the analysis of a recombined sample is made to determine the physical and chemical factors that affect the performance of the reservoir of the well.
- (2) The result of any analysis or measurement referred to in subsection (1) shall be reported in units that are acceptable to the Chief.

Delivery of Samples and Other Materials to Chief

227. (1) Every operator shall deliver to the addresses specified by the Chief,
- (a) all samples and other materials that are required to be submitted under these Regulations;
 - (b) within 60 days of the rig release date of any well
 - (i) two complete sets of the washed drill cuttings samples referred to in paragraph 223(1)(a),
 - (ii) a complete set of the unwashed drill cuttings referred to in paragraph 223(1)(d), and
 - (iii) a complete set of the canned drill cuttings referred to in subsection 187(6);
 - (c) within six months of the rig release date, any sidewall core or any remnant thereof remaining after any analyses of the core;
 - (d) within 60 days of the rig release date, any conventional core referred to in section 225;
 - (e) within 60 days of the date of the formation flow test, any fluid or condensate sample referred to in section 202;
 - (f) within six months of the rig release date, any palynological or nano fossil slide produced from a sidewall core destroyed in the production of the slide; and
 - (g) within five years of the rig release date, any foraminiferal or petrographic slide produced from a sidewall core destroyed in the production of the slide.
- (2) Notwithstanding paragraph (1)(a), on request of the Chief, any foraminiferal and petrographic slide referred to in paragraph (1)(g) shall be made available for public examination after the expiration of the confidential period for the well required by any law of Canada.

- (i) sa valeur calorifique brute en condition sèche et sans acide, et
 - (ii) sa pression et sa température pseudo-critiques;
 - c) la viscosité de chaque échantillon de pétrole est mesurée à deux températures différentes, avec une variance minimale de 20°C;
 - d) la résistivité et le pH de chaque échantillon d'eau sont mesurés;
 - e) si le puits produit plus d'une phase de fluide, l'analyse d'un échantillon mélangé à nouveau est effectuée pour déterminer les facteurs physiques et chimiques qui affectent le rendement du réservoir du puits.
- (2) Les résultats des analyses et mesures doivent être déclarés en unités jugées acceptables par le Directeur.

Envoi d'échantillons ou d'autres matériaux au Directeur

227. (1) L'exploitant doit envoyer à l'adresse indiquée par le Directeur
- a) tous les échantillons ou autres matériaux qui doivent être présentés en vertu du présent règlement;
 - b) dans les 60 jours qui suivent la date de libération de l'appareil d'un puits,
 - (i) deux assortiments complets des échantillons de déblais de forage lavés mentionnés à l'alinéa 223(1)a),
 - (ii) un assortiment complet des déblais de forage non lavés mentionnés à l'alinéa 223(1)d), et
 - (iii) un assortiment complet des déblais de forage en boîte mentionnés au paragraphe 187(6);
 - c) toute carotte latérale ou reliquat de carotte après analyse, dans les six mois qui suivent la date de libération de l'appareil;
 - d) toute carotte classique, dans les 60 jours qui suivent la date de libération de l'appareil;
 - e) tout échantillon de fluide ou de condensat mentionné à l'article 202, dans les 60 jours de la date de l'essai d'écoulement de formation;
 - f) toute plaque paléontologique ou nanofossile produite à partir d'une carotte latérale détruite lors de la production de la plaque, dans les six mois qui suivent la date de libération de l'appareil; et
 - g) toute plaque foraminifère ou pétrographique produite à partir d'une carotte latérale détruite lors de la production de la plaque, dans les cinq années qui suivent la date de libération de l'appareil.
- (2) Nonobstant l'alinéa (1)a), toute plaque foraminifère ou pétrographique mentionnée à l'alinéa (1)g) doit, à la demande du Directeur, être disponible au public pour examen, à la fin de la période de confidentialité pour le puits prescrite par toute loi du Canada.

PART X

FINAL WELL REPORTS

Exploratory and Development Wells

228. (1) Every operator shall prepare a final well report on termination of a well for every well drilled by him and shall submit to the Chief three copies of the report within a period of 90 days of the rig release date in the case of an exploratory well and within a period of 45 days of the rig release date in the case of a development well unless a different period is approved by a conservation engineer.

(2) The final well report referred to in subsection (1) for an exploratory well shall contain a record of all operational, engineering and geological information that is relevant to the well and shall be organized into the following sections, with appendices, if appropriate:

- (a) an introduction;
- (b) general well data;
- (c) a summary of drilling and related operations;
- (d) a summary of weather, ice conditions, and sea-state and of the response performances of the drilling unit in extreme conditions for an offshore exploratory well;
- (e) geological and palaeontological information;
- (f) a summary of directional and deviation surveys and the coordinates of the bottom of the hole;
- (g) a plot of the location of the bore-hole in the case of a well that has deviated more than ten degrees from the vertical;
- (h) reservoir and well evaluation data; and
- (i) any wireline logs, analyses, studies and all other pertinent reports.

(3) The final well report referred to in subsection (1) for a development well shall contain:

- (a) a summary of the completion operations;
- (b) the coordinates of the bottom of the hole and of the top of any productive zone, and in the case of a directionally drilled well, a plot showing the location of the well-bore;
- (c) details of the completion equipment and tubing including a diagram of equipment installed on the well;
- (d) results of any formation flow test;
- (e) a copy of any report prepared by contractors of the operator that concern well stimulation; and
- (f) any wireline logs, core analyses, studies, reports or records relating to the evaluation of the well.

Test Holes

229. (1) Every operator shall prepare a final report on the drilling of any test hole or group of test holes drilled by him.

(2) Three copies of the report referred to in subsection (1) shall be submitted to the Chief within a period of 90 days of

PARTIE X

RAPPORTS FINAUX SUR LE PUIT

Puits de prospection et de développement

228. (1) L'exploitant doit rédiger un rapport final lors de la cessation d'un puits qu'il a foré et en présenter au Directeur trois exemplaires dans les 90 jours qui suivent la date de libération de l'appareil dans le cas d'un puits de prospection et dans les 45 jours qui suivent cette date dans le cas d'un puits de développement à moins que l'ingénieur de la conservation n'approuve un autre délai.

(2) Le rapport final sur un puits de prospection doit comprendre un relevé de tous les renseignements géologiques, techniques ou opérationnels pertinents au puits et comporter les sections suivantes, avec annexes si nécessaire

- a) une introduction;
- b) des données générales sur le puits;
- c) un résumé des opérations de forage et des opérations connexes;
- d) un résumé des conditions météorologiques, de la glace, de l'état de la mer et du rendement de l'unité de forage dans des conditions extrêmes lorsqu'il s'agit d'un puits de prospection au large des côtes;
- e) des renseignements géologiques et paléontologiques;
- f) un résumé des relevés de déviation et de déviation directionnelle et les coordonnées du fond du trou;
- g) un tracé de l'emplacement du trou de sonde dans le cas d'un puits qui a dévié de plus de 10 degrés de son axe vertical;
- h) des données d'évaluation du puits et du réservoir; et
- i) les diagraphies par câble, analyses, études et tout autre rapport pertinent.

(3) Le rapport final sur un puits de développement doit contenir:

- a) un résumé des travaux d'achèvement;
- b) les coordonnées du fond du trou et de la partie supérieure de toute zone de production, et dans le cas d'un puits de forage directionnel, un tracé de l'emplacement du trou de sonde;
- c) les détails de l'équipement d'achèvement et des tubes, notamment un diagramme de l'équipement installé sur le puits;
- d) les résultats de tout essai d'écoulement de formation;
- e) un exemplaire de tout rapport rédigé par les entrepreneurs de l'exploitant sur la stimulation du puits; et
- f) les diagraphies par câble, analyses, études, rapports ou comptes-rendus concernant l'évaluation du puits.

Trous d'essais

229. (1) L'exploitant doit rédiger un rapport final sur le forage d'un trou d'essai ou d'un groupe de trous d'essais qu'il a forés.

(2) Trois exemplaires du rapport doivent être présentés dans les 90 jours qui suivent la date de libération de l'appareil du

the rig release date of the test hole or group of test holes unless a different period is approved by a conservation engineer.

(3) The final report referred to in subsection (1) shall be in a form satisfactory to the Chief and contain such information as is requested by the Chief.

PART XI

SECURITY AND RELEASE OF WELL INFORMATION AND MATERIALS

230. (1) Subject to section 231 and to any law of Canada, the Chief shall securely store and keep confidential all information, reports, cores, cuttings and fluid samples submitted by an operator in accordance with these Regulations.

(2) Notwithstanding subsection (1), the Minister may use any information, report, analysis or sample submitted by an operator in accordance with these Regulations for the management of oil or gas resources.

231. (1) Subject to subsection (2), information relating to a drilling program that is given in accordance with these Regulations shall not be made public.

(2) General information on a well including the name, classification, location, identity of the drilling unit or drilling rig used by the operator, depth and operational status of the drilling program may be released by the Chief to the public.

(3) Information that is furnished by an operator in support of an application for Drilling Program Approval referred to in section 8 or included in an application for an Authority to Drill a Well referred to in section 82 in respect of

(a) the proposed design, method of operation of a drilling program and objectives of the proposed well, shall not be released at any time without the written consent of the operator;

(b) research work that relates to the safety of the drilling operations at a well, shall not be released before the final well report in subsection 228(1) for that well is released without the written consent of the operator; and

(c) research work or feasibility studies relating to exploration or production techniques and systems, shall not be released until five years has elapsed from the date such work or studies were furnished.

(4) Information referred to in subsection (3) in respect of environmental studies or contingency plans may be released at any time by the Chief.

232. Where information submitted by an operator during the drilling of a well in an area has a direct bearing on the safety of the drilling operation being carried out by another operator in the same area, the Chief may communicate such information to that other operator after notifying the operator of his intention.

233. Any information contained in the report referred to in subsection 97(2) may be released by the Minister.

trou d'essai ou du groupe de trous d'essais à moins que l'ingénieur de la conservation n'approuve un autre délai.

(3) Le rapport final doit être en la forme agréée par le Directeur et contenir les renseignements qu'il demande.

PARTIE XI

SÉCURITÉ ET DIFFUSION DES RENSEIGNEMENTS ET DES MATÉRIAUX D'UN PUIT

230. (1) Sous réserve de l'article 231 et de toute loi du Canada, le Directeur doit conserver en lieu sûr et garder confidentiels tous les renseignements, rapports, carottes, échantillons de fluide et déblais de forage présentés par un exploitant conformément au présent règlement.

(2) Nonobstant le paragraphe (1), le Ministre peut utiliser pour la gestion et la conservation des ressources, tout renseignement, rapport, analyse ou échantillon remis par un exploitant conformément au présent règlement.

231. (1) Sous réserve du paragraphe (2), les renseignements relatifs à un programme de forage et donnés conformément au présent règlement ne doivent pas être divulgués.

(2) Le Directeur peut communiquer au public des renseignements d'ordre général sur un puits, notamment le nom, la classification, l'emplacement, l'identité de l'appareil ou de l'unité de forage utilisé par l'exploitant, la profondeur et l'état opérationnel du programme de forage.

(3) Les renseignements présentés par un exploitant à l'appui d'une demande d'approbation de programme de forage selon l'article 8 ou compris dans une demande d'autorisation de forer un puits selon l'article 82, en ce qui concerne

a) la conception projetée, les méthodes d'opération d'un programme de forage et les objectifs d'un puits projeté ne doivent pas être diffusés sans le consentement écrit de l'exploitant;

b) les travaux de recherche sur la sécurité des opérations de forage à un puits ne doivent pas être divulgués avant la diffusion du rapport final prévu à l'article 228(1), sans le consentement écrit de l'exploitant; et

c) les travaux de recherche ou les études de faisabilité sur les systèmes et les techniques de prospection ou de production ne doivent pas être diffusés au cours des cinq années qui suivent la date où ces travaux et études ont été effectués.

(4) Les renseignements mentionnés au paragraphe (3) relatifs aux études environnementales et aux plans d'urgence peuvent être publiés par le Directeur.

232. Lorsque les renseignements présentés par un exploitant au cours du forage d'un puits dans une région sont directement reliés à la sécurité d'opérations de forage exécutées par un autre exploitant dans la même région, le Directeur peut les communiquer directement à cet autre exploitant après en avoir avisé l'exploitant.

233. Tout renseignement contenu dans le rapport prévu au paragraphe 97(2) peut être diffusé par le Ministre.

PART XII

OFFENCES

234. (1) No person shall tamper with or activate without cause any safety and fire-fighting equipment required under sections 19, 27, 28, 29, 36, 41, 46, 47, 54 and 55.

(2) The contravention of subsection (1) is an offence under the Act.

235. The contravention of any of the following provisions of these Regulations is an offence under the Act:

- (a) subsection 80(1);
- (b) section 98;
- (c) subsection 101(1);
- (d) sections 102 and 103;
- (e) subsections 114(1) and (2);
- (f) subsections 130(1) and (4);
- (g) sections 137, 138, 139, 152 and 158;
- (h) subsections 171(1), 183(2), 186(2) and 197(2);
- (i) section 198;
- (j) subsection 203(1);
- (k) sections 207 and 213; and
- (l) subsections 220(3) and 225(3).

PARTIE XII

INFRACTIONS

234. (1) Nul ne doit fausser ni faire fonctionner sans motif l'équipement de sécurité ou de lutte contre l'incendie, exigé en vertu des articles 19, 27, 28, 29, 36, 41, 46, 47, 54 et 55.

(2) Une contravention au paragraphe (1) est une infraction en vertu de la Loi.

235. Une contravention à l'une des dispositions suivantes du présent règlement est une infraction en vertu de la Loi:

- a) paragraphe 80(1);
- b) article 98;
- c) paragraphe 101(1);
- d) articles 102 et 103;
- e) paragraphes 114(1) et 114(2);
- f) paragraphes 130(1) et (4);
- g) articles 137, 138, 139, 152 et 158;
- h) paragraphes 171(1), 183(2), 186(2) et 197(2);
- i) article 198;
- j) paragraphe 203(1);
- k) articles 207 et 213; et
- l) paragraphes 220(3) et 225(3).

